

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERIA MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA QUÍMICA



**“DISEÑO Y CONTROL AUTOMÁTICO DE TANQUE DE
ALMACENAMIENTO DE CRUDO DE PETRÓLEO PARA UNA
REFINERÍA”**

Presentada por:

Bach. Marleny Elizabeth Valencia Valencia

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO QUÍMICO
LINEA DE INVESTIGACION: QUIMICA APLICADA**

Piura, Perú

2019

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA

**FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**“DISEÑO Y CONTROL AUTOMÁTICO DE TANQUE DE
ALMACENAMIENTO DE CRUDO DE PETRÓLEO PARA UNA
REFINERÍA”**

**TESIS PRESENTADA COMO REQUISITO PARA OPTAR
EL TÍTULO DE INGENIERO QUÍMICO**

Bach. Marleny Elizabeth Valencia Valencia
Tesisista

Dr. Ing. Guido Ticona Olarte
Asesor


UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA QUÍMICA




**“DISEÑO Y CONTROL AUTOMÁTICO DE TANQUE DE
ALMACENAMIENTO DE CRUDO DE PETRÓLEO PARA UNA
REFINERÍA”**

JURADO CALIFICADOR


ING. EDUARDO SALAZAR CASTILLO
(PRESIDENTE)


ING. ELMER RONALD ARENAS RÍOS MSC.
(SECRETARIO)


ING. OSCAR ANTONIO ALIAGA FLORES MSC.
(VOCAL)




UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS
DECANATO

"AÑO DE LA LUCHA CONTRA LA CORRUPCIÓN Y LA IMPUNIDAD"


ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

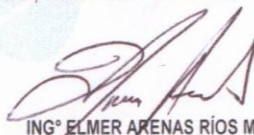
Los Miembros del Jurado Calificador nombrados mediante Resolución N° 227-CF-2019, de fecha veinte de marzo de dos mil diecinueve, que suscriben, reunidos el día viernes doce de abril de dos mil diecinueve, a horas 12:00 .m., en el aula del PROMAINA - FIM, para la sustentación de la Tesis titulada "**DISEÑO Y CONTROL AUTOMÁTICO DE TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO DE PETRÓLEO PARA UNA REFINERÍA**", conducida por la señorita Bachiller en Ingeniería Química **VALENCIA VALENCIA MARLENY ELIZABETH**, cuenta con el asesoramiento del Dr. Ing° **Guido Ticona Olarte**. Efectuadas las observaciones y dadas las respuestas, la declaran:


DESAPROBADA	A P R O B A D A			
	Bueno	Muy Bueno	Sobresaliente	Excelente
	-----	-----	 -----	-----

En consecuencia, queda en condición de ser calificada **APTA** y solicitar al Consejo Universitario de la Universidad Nacional de Piura, le otorgue el **TITULO PROFESIONAL DE INGENIERA QUÍMICA**, de conformidad con lo estipulado en las normas legales vigentes de la Universidad Nacional de Piura.

Piura, 12 de abril de 2019.


ING° EDUARDO SALAZAR CASTILLO
Presidente del jurado calificador


ING° ELMER ARENAS RÍOS M.Sc.
Secretario del jurado calificador


ING° OSCAR A. ALIAGA FLORES M.Sc.
Vocal del Jurado Calificador.

YMN.

Dedicatoria

A mis padres y hermana por su incondicional apoyo.

A los profesores de mi casa de estudios, por sus enseñanzas.

Agradecimientos

Agradezco a Dios Todopoderoso que me permite dar un logro más.

A mi madre, por su paciencia, confianza y amor.

A mi padre, desde el cielo mi inspiración.

A mi hermana, su invaluable apoyo y paciencia.

A mi asesor, su tiempo y dedicación.

Resumen

El trabajo presenta el diseño y control automático de tanque de almacenamiento de crudo de petróleo para una refinería, que permita el almacenamiento, preparación de mezcla optima de crudos de petróleo de diferentes calidades existentes y la flexibilidad operativa, considerando las condiciones operativas actuales de la refinería, la normativa peruana vigente y la norma API 650.

Se evalúa la falta de capacidad de almacenamiento de petróleo, las características del petróleo crudo, condiciones operativas, etc. Se determina el diseño y capacidad del tanque requerido, de acuerdo a su capacidad de refinación, inventario para el abastecimiento oportuno y oferta de crudos en la zona.

Se propone la implementación de tres tanques de almacenamiento de tipo techo flotante, interconectados con los tanques existentes de techo fijo, asimismo, un sistema de mezcla en la línea de crudos de diferentes orígenes en proporciones compatibles, para obtener un crudo estable, para la dieta adecuada a la unidad de destilación, un crudo permita minimizar la borra y asfaltenos, que son unos principales problemas en la operación y costos de la refinería. Asimismo, se evalúa, se selecciona y se propone el sistema de control apropiado para la medición de niveles, control de nivel alto y bajo del tanque, caudal, medición y el control de la mezcla en línea mediante la medición de la densidad línea, para lo cual se presenta la instrumentación mínima requerida.

Finalmente se presenta la evaluación económica que demuestra los beneficios económicos y operativos, considerando las pérdidas por costos de almacenamiento flotante, posibles multas por desabasteciendo en su mercado de influencia, incremento de su producción para aumentar su participación en el mercado, los beneficios de la flexibilidad operativa como reducir la sedimentación de borra y asfaltenos con una mezcla adecuada de los crudos.

PALABRAS CLAVES: capacidad de almacenamiento de petróleo, implementación de tres tanques de almacenamiento, sedimentación de borra y asfaltenos.

ABSTRAC

The paper presents the design and automatic control of a petroleum oil storage tank for a refinery, which allows for the storage, preparation of optimum mix of oil crudes of different existing qualities and operational flexibility, considering the current operational conditions of the refinery, Peruvian regulations and the API 650 standard.

The lack of oil storage capacity, the characteristics of crude oil, operating conditions, etc. are evaluated. The design and capacity of the tank required is determined, according to its refining capacity, inventory for timely supply and supply of crude in the area.

It is proposed the implementation of three storage tanks of floating roof type, interconnected with the existing fixed roof tanks, also, a mixing system in the line of crude oil of different origins in compatible proportions, to obtain a stable crude, for the diet adequate to the distillation unit, a crude allows to minimize the effluent and asphaltenes, which are major problems in the operation and costs of the refinery. In addition, the appropriate control system is evaluated, selected and proposed for level measurement, high and low level control of the tank, flow, measurement and on-line mix control by measuring line density, for which presents the minimum required instrumentation.

Finally, the economic evaluation that demonstrates the economic and operational benefits is presented, considering the losses due to floating storage costs, possible fines for shortages in its market of influence, increase of its production to increase its participation in the market, the benefits of flexibility operative such as reducing the sedimentation of fluff and asphaltenes with an adequate mixture of the crudes.

KEYWORDS: oil storage capacity, implementation of three storage tanks, sedimentation of borra and asphaltenes.

Siglas y Abreviaturas

API: American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)

ASME: American Society of Mechanical Engineers (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos)

ASTM: American Society for Testing and Materials (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales)

MBDC: Miles de Barriles por día calendario.

BPD: Barriles por día

BPDC: Barriles por día calendario

Bls: Barriles

MEM: Ministerio de Energía y Minas

COV: compuestos orgánicos volátiles

ÍNDICE GENERAL

CONTENIDO

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1. DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA	1
1.2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	2
1.3. OBJETIVOS	5
1.3.1. Objetivo General	5
1.3.2. Objetivos Específicos	5
1.4. JUSTIFICACION E IMPORTANCIA	6
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	7
2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACION	7
2.2. LA INDUSTRIA DE REFINACIÓN DE PETRÓLEO	8
2.2.1. Refinería y su capacidad de procesamiento	8
2.2.2. Crudos	9
2.2.3. Tipos de crudos	9
2.2.4. Almacenamiento de Hidrocarburos	10
2.3. DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL PERÚ	12
2.3.1. Seguridad Energética	12
2.3.2. Demanda de Combustibles en el Perú	13
2.4. PROCESO DE ALMACENAMIENTO Y MOVIMIENTO DE CRUDO	14
2.4.1. Etapas del proceso	14
2.5. REQUERIMIENTOS NORMATIVOS	16
2.5.1. Normas de Diseño y Construcción de Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos	18
2.5.2. Códigos de Diseño	19
2.5.3. Especificaciones de la norma API 650	20
2.6. TANQUES DE ALMACENAMIENTO	21
2.6.1. Factores primarios para el diseño de tanques de almacenamiento	22

2.6.2.	Tanques atmosféricos	22
2.6.2.1.	Tanques Atmosféricos – techo flotante.....	23
2.6.2.2.	Tanques Atmosféricos – techo Fijo	25
2.6.2.3.	Partes del tanque	26
2.6.2.4.	Accesorios para el tanque	28
2.6.2.5.	Materiales.....	31
2.7.	SISTEMAS PRINCIPALES QUE CONFORMAN EL AMACENAMIENTO	33
2.7.1.	Sistema de Tuberías	33
2.7.2.	Sistemas de Venteo y Alivio de Presión	34
2.7.3.	Sistemas de Protección Contra la Corrosión	35
2.7.4.	Sistema de Acceso al Tanque.....	35
2.7.5.	Sistemas Contra Incendios	36
2.8.	CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS.....	36
2.9.	CRITERIOS DE CONTROL DE PROCESO	37
2.10.	CONTROL AUTOMÁTICO	38
2.10.1.	Lazo de control.....	39
2.10.1.1.	Lazo de control abierto	40
2.10.1.2.	Lazo de control cerrado	41
2.10.2.	El control proporcional.....	41
	CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO.....	44
3.1.	TIPO DE LA INVESTIGACIÓN	44
3.2.	COBERTURA DEL ESTUDIO	44
3.3.	DISEÑO DE LAS TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.....	44
3.3.1.	Técnicas.....	45
3.3.2.	Instrumentos	45
	CAPITULO IV: DISEÑO DEL TANQUE DE PETROLEO.....	46

4.1. DETERMINACIÓN DEL TANCAJE DE PETROLEO CRUDO	46
4.1.1. Situación y pronóstico de abastecimiento de petróleo crudo para la Refinería.....	46
4.1.2. Evaluación de la capacidad para mantener el inventario adecuado.....	47
4.1.3. Evaluación de la capacidad de refinación y almacenamiento	48
4.2. SELECCIÓN DEL LUGAR Y PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE TANQUES.	50
4.2.1. Selección del lugar	50
4.2.2. Propuesta de implementación de tanques.....	51
4.3. FACTORES PARA EL DISEÑO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO PARA PETROLEO.....	54
4.3.1. Calidad del fluido a almacenar	54
4.3.2. Compatibilidad de crudos.....	56
4.3.3. Condiciones de Diseño de la UDP	58
4.3.4. Facilidades para manejo de borra	58
4.3.4.1. Caracterización fisicoquímica	59
4.3.4.2. Tratamiento de recuperación de borra	60
4.3.4.3. Consideraciones en la implementación de tanques	61
4.4. DISEÑO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO PARA PETROLEO.....	62
4.4.1. Tanques de petróleo existentes.....	62
4.4.2. Nuevos tanques de petróleo propuestos	64
4.4.3. Selección del techo del tanque de almacenamiento	65
4.4.3.1. Domo geodésico	66
4.4.4. Cuerpo del tanque.....	68
4.4.5. Casco del tanque.....	72
4.4.6. Fondo del tanque	74
4.4.7. Requisitos mínimos para la construcción de Tanque de Almacenamiento	77
4.4.8. Consideraciones de Cimentación.	81
4.5. SISTEMA DE MEZCLA PARA CRUDOS DE PETRÓLEO	84

4.5.1.	Sistema de mezcla en línea.....	84
4.5.2.	Mezclador forzado.....	86
CAPITULO V: SISTEMA DE CONTROL AUTOMATICO		88
5.6.	INTRODUCCIÓN.....	88
5.7.	ALCANCES.....	88
5.8.	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO.....	89
5.9.	SELECCIÓN Y MODELAMIENTO DEL SISTEMA DE CONTROL	91
1.	Sistema de control.....	91
2.	Modos de operación desde el sistema de control	93
5.9.2.1.	Monitoreo de señales.....	94
3.	Lazos de control	94
5.9.3.1.	Lazo de control de densidad a la salida del mezclador estático	97
5.9.3.2.	Control de nivel del tanque 332-TK-008	97
5.9.3.3.	Control de nivel del tanque 332-TK-001	97
5.9.3.4.	Control de nivel del tanque 332-TK-002	98
5.9.3.5.	Control de nivel del tanque 332-TK-006	98
5.9.3.6.	Control de nivel del tanque 332-TK-007	99
5.9.3.7.	Control de nivel del tanque 332-TK-003	99
CAPÍTULO VI: EVALUACION TECNICO ECONOMICA DE LA PROPUESTA		100
6.1.	ESTIMACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	101
6.2.	CÁLCULOS DE LOS BENEFICIOS TECNICOS - ECONÓMICOS	103
6.2.1.	Beneficio técnico - económico por no alquilar almacenamiento flotante	103
6.2.2.	Beneficio técnico - económico por aumentar la producción	104
6.2.3.	Beneficio económico por no pagar multas	104
6.3.	CÁLCULOS DE INDICADORES VAN, TIR Y PAY OUT	105
6.3.1.	Valor Actual Neto (VAN)	105
6.3.2.	Tasa Interno de Retorno (TIR)	106
6.3.3.	Periodo de retorno – PAY OUT	106

CONCLUSIONES	106
RECOMENDACIONES	109
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	110
ANEXOS	113

Índice de Cuadros

Contenido	Página
Cuadro 1.1.- Volumen procesado en la Unidad de Destilación Primaria de la refinería por año	1
Cuadro 1.2.- Tanques existente de almacenamiento de petróleo y su capacidad	4
Cuadro 1.3.- Calidad de crudo de petróleos que procesa actualmente la Refinería	5
Cuadro 2.1.- Tipos de Tanques metálicos	22
Cuadro 2.2.- Diferencias típicas entre sistemas SCADA y DCS	17
Cuadro 4.1.- Tiempo aproximado de transporte de crudos	47
Cuadro 4.2.- Capacidad de almacenamiento de petróleo que requiere la Refinería, según dieta diaria a UDP	49
Cuadro 4.3.- Capacidad bruta de nuevos tanques propuestos	51
Cuadro 4.4.- Calidad del Petróleo en la Selva en el año 2017	53
Cuadro 4.5.- Lotes de petróleos crudos, con producción parada temporalmente – 2016	53
Cuadro 4.6.- Lotes de crudo en etapa de exploración con reservas probadas y probables – 2017	53
Cuadro 4.7.- Metodos de Tratamiento de Borrás en cada una de sus Fases	60
Cuadro 4.8.- Especificaciones de tanque T-6	61
Cuadro 4.9.- Especificaciones de tanque T-7	62
Cuadro 4.10.- Especificaciones de tanque T-8	62
Cuadro 4.11.- Función de tanques existentes y nuevos	80
Cuadro 4.12.- Datos para el cálculo de espesor de placas de TK-1	63
Cuadro 4.13.- Resultados del cálculo de espesor de placas de TK-1	70
Cuadro 4.14.- Datos para el cálculo de espesor de placas de TK-2	70
Cuadro 4.15.- Resultados del cálculo de espesor de placas de TK-2	70
Cuadro 4.16.- Datos para el cálculo de espesor de placas de TK-3	70
Cuadro 4.17.- Resultados del cálculo de espesor de placas de TK-3	71

Cuadro 4.18.- Resultados del cálculo de espesor de casco de TK-1	73
Cuadro 4.19.- Resultados del cálculo de espesor de casco de TK-2	73
Cuadro 4.20.- Resultados del cálculo de espesor de casco de TK-3	73
Cuadro 4.21.- Resultados del cálculo de placa anular de fondo de TK-1	74
Cuadro 4.22.- Resultados del cálculo de placa anular de fondo de TK-2	74
Cuadro 4.23.- Resultados del cálculo de placa anular de fondo de TK-3	74
Cuadro 4.24.- Resultados del cálculo del fondo anular de TK-1	76
Cuadro 4.25.- Resultados del cálculo del fondo anular de TK-2	76
Cuadro 4.26.- Resultados del cálculo del fondo anular de TK-3	76
Cuadro 4.27.- Requerimientos de Diversos Estándares para Tanques de Fondo Plano	78
Cuadro 5.1.- Lista de instrumentación	93
Cuadro 6.1.- Costos para el montaje de 03 tanques de almacenamiento de petróleo y sistema de instrumentación del control automatizado	98
Cuadro 6.2.- Cálculo de multas por Osinergmin	101
Cuadro 6.3.- Flujo de caja y evaluación económica del proyecto	104

Índice de Figuras

Contenido	Página
Figura 2.1.- Oferta y demanda nacional de principales combustibles 2015 -2016	13
Figura 2.2.- Oferta y Demanda por tipo de producto 2017-2018	14
Figura 2.3.- Etapas del movimiento y almacenamiento de crudo en una Refinería	16
Figura 2.4.- Vista de tanque y techo flotante	23
Figura 2.5.- Vista de Techo flotante de tanque	24
Figura 2.6.- Detalle de accesorios en pontón y techo flotante	24
Figura 2.7.- Esquema de un tanque atmosférico de techo flotante	26
Figura 2.8.- Esquema de un tanque atmosférico de techo fijo	26
Figura 2.9.- Tipos de fondos de tanques de almacenamiento	26
Figura 2.10.- Válvula de presión / vacío (izquierda) y Respiradero Open Vent derecha	28
Figura 2.11.- Escotilla de medición de un tanque de techo fijo	29
Figura 2.12.- Escotilla de medición de un tanque de techo flotante	30
Figura 2.13.- Tipos de Jet de mezcla instalados en línea de recirculación de tanques	30
Figura 2.14.- Diagrama de lazo de control abierto	40
Figura 2.15 .- Diagrama de lazo de control cerrado	40
Figura 2.16.- Diagramas del tipo de acción del controlador proporcional	41
Figura 4.1.- Producción fiscalizada de petróleo 2009-2017	45
Figura. 4.2.- Imágen Satelital de la ubicación de los Tanques de Crudo	50
Figura 4.3 .- Propuesta de ubicación de 02 tanques nuevo TK-1 y TK-2	51
Figura 4.4.- Propuesta de ubicación de 01 tanques nuevo TK-3	52
Figura 4.5.- Estructura tipo de los asfaltenos	55

Figura 4.6.- Diagrama nivel molecular de la borra	57
Figura 4.7 .- Fenomeno de colescencia	58
Figura 4.8.- Las cuatro (04) fases de formación	59
Figura 4.9.- Techo flotante	65
Figura 4.10 .- Domo geodésico de aluminio para tanque	66
Figura 4. 11.- Materiales Permisibles de planchas y esfuerzos admisibles	68
Figura 4.12.- Espesores para planchas de fondo anular	72
Figura 4.13.- Estructura de Hormigón para Cimientos de tanques	81
Figura 4.14.- Mezcladores y su aplicación	82
Figura 4.15.- Mezcladoren la línea tipo KMS	84
Figura 4.16.- Mezcaldor forzado estático	84
Figura 4.17.- Mezcaldor de chorro giratorio	84
Figura 6.1.- Costos aproximados por alquiler de Barcazas	101

Índice de Anexos

ANEXO 1	114
ANEXO 2	116
ANEXO 3	117
ANEXO 4	119
ANEXO 5	120

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA

La Empresa¹ a investigar se dedica a la exploración, explotación, transporte, refinación de petróleo además de la distribución y comercialización de sus productos refinados del petróleo. La realidad de interés a investigar implica la parte operativa y técnica del almacenamiento y movimiento de crudo de petróleo en una Refinería situada en el noreste del Perú, estratégicamente ubicada para satisfacer la demanda de combustibles en un mayor porcentaje al mercado regional de la zona de influencia, entre las ciudades que abastece se encuentra Yurimaguas, Pucallpa, Iquitos, Tarapoto.

La Refinería elabora productos como: Gasolina 84 y 90, Turbo A-1, Diésel B5, Petróleos Industrial N°06. La capacidad de diseño de procesamiento de la refinería es de 12.000 barriles/día de petróleo, sin embargo ha procesado hasta 9.2 MBDC en el año 2015 y 6.8 MBDC en el año 2016 debido a la falta de disponibilidad de crudo por el bloqueo de la ruta fluvial. El volumen de petróleo procesado por la refinería en los últimos años, se muestra en el cuadro 1.1.

Cuadro 1.1.- Volumen procesado en la Unidad de Destilación Primaria de la refinería por año

Año	MBDC
1er sem-2018	8.0
2017	7.9
2016	6.8
2015	9.2
2014	7.4
2013	7.4
2012	8.0

Posee facilidades para descargar crudo en dos muelles, y tiene tres tanques para su almacenamiento, normalmente dos de ellos se utiliza para la alimentación a la Unidades de Destilación Primaria y el restante para reponer producto a los tanques luego que salen de alimentar a la planta.

(1) De acuerdo con la Política de Privacidad de la Empresa y con su estándar de Tratamiento de la Información, en el presente trabajo no se revelará el nombre comercial ni razón social de la misma.

La capacidad neta de almacenamiento de petróleo en sus tres tanques suma 202,884.9 barriles, los tanques tienen más de 30 años de antigüedad, por lo que su capacidad de almacenamiento de petróleo es limitada para la operación, lo que ha ocasionado que:

- No se cumpla con los mantenimientos respectivos.
- Acumulación prolongada de la borra.
- Uso de otros tanques que no han sido contruidos para el almacenamiento de petróleo.
- Contratar almacenamiento flotante (barcazas) para el petróleo crudo, por falta de tanques de almacenamiento. El alquiler de barcazas genera sobre costos en la operación, es una inversión sin retorno.
- No hay flexibilidad operativa, cuando un tanque sale para el servicio de mantenimiento o reparación, se efectúa la operación de transferencia de crudo, mientras el tanque está alimentando a la Planta.

La borra es la mezcla de petróleo, agua y sedimentos en diferentes proporciones que queda en el fondo de los tanques de almacenamiento debido a la decantación de sólidos en el reposo del crudo, también se puede producir cuando se mezclan crudos y forman producto inestable que sedimenta; en la Refinería los 03 tanques no presentan facilidades para la limpieza de la borra.

La refinería procesa crudos de diferentes calidades, en mezcla adecuada para la dieta de alimentación a la unidad de destilación primaria, y obtener los productos refinados de petróleo. Cada tipo de crudo tiene características diferentes de API, viscosidad, %BSW, entre otras propiedades, por lo que, según la calidad y cantidad requerida de productos requeridos, se mezclan los crudos en cantidades volumétricas diferentes y adecuadas, dicha mezcla debería ser estable.

1.2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Es bien conocido que una empresa para ser competitiva en el proceso y la comercialización de sus productos “giro del negocio”, necesita un abastecimiento oportuno de su materia prima, en este caso petróleo crudo a procesar, es decir tener la

capacidad y también el diseño adecuado según la necesidad de la operación, que le permita obtener los productos refinados para abastecer a su mercado.

La importancia del proceso de movimiento y almacenamiento de crudo, radica aún más por ser una refinería aislada, ubicada en la Selva, donde su único acceso de transporte del hidrocarburo es fluvial por río, por lo cual se debe tener un inventario de seguridad, que asegure la normal continuidad de la operación, ante cualquier eventualidad. Las instalaciones de almacenamiento son consideradas estratégicas para asegurar el abastecimiento de combustibles al país, lo que se conoce como “Seguridad Energética”. Por la ubicación geográfica, el abastecimiento de petróleo a la Refinería, se ve afectado en la época de vaciante de los ríos, entre agosto y octubre; se dificulta la navegabilidad, se restringe el acceso de naves de gran calado y tienen que recurrir a embarcaciones pequeñas, inclusive se suspenden el servicio de transporte en las zonas más afectadas. En esta temporada se incrementan los costos de transporte, los días de tránsito e incrementan los riesgos.

Asimismo, el arreglo y diseño de los tanques de almacenamiento es de gran importancia y debe basarse principalmente en condiciones de máxima seguridad y de la eficiencia que requiere la operación, se debe tomar en cuenta: las expectativas del incremento del mercado, volumen necesario como inventario de seguridad, clase y propiedades del crudo almacenar, facilidades de mezclado según la compatibilidad de los crudos, facilidades de mantenimiento y limpieza de borra, facilidades de acceso, etc., todo ello con la normativa peruana D.S. 052-93-EM y sus modificatorias, así mismo la Norma americana API 650.

La operación requiere adecuarse, para hacer más eficiente su proceso, más seguro y menor costo. Hoy en día según el diseño se puede controlar los principales problemas, tales como reducir considerablemente las pérdidas de hidrocarburos por evaporación en los tanques, mejorar el control de la corrosión para garantizarla su vida útil, permitir la deshidratación del crudo y su estabilización, adición de agentes químicos; mezclado óptimo entre diferentes crudos, manejar adecuadamente crudos pesados y crudo livianos, facilidades para una adecuada limpieza de fondo y extracción de borras, por lo que en ese sentido, es necesario la selección y diseño de un tipo

apropiado de tanque, además, considerar el control automático del sistema de movimiento de crudo para la eficiencia del proceso.

Los tanques de almacenamiento constituyen todo tipo de depósito utilizado para almacenar productos, se puede considerar como un equipo físico, diseñado adecuadamente, considerando los diferentes problemas que suscitan, la máxima seguridad y la flexibilidad operativa que requiere según el producto a almacenar, así como las consideraciones necesarias para estar acorde con las nuevas reglamentaciones de diseño y de impacto ambiental. Sin embargo, se considera como tanques de proceso, a los tanques donde ocurre un cambio físico o químico, en ese sentido los tanques de petróleo permiten la sedimentación de agua y sedimentos del crudo antes de la destilación, también permite la mezcla de crudos de diferentes calidades a fin de obtener el crudo con característica requerida para el proceso de refinación, por lo que también podrían ser considerados los tanques de petróleo, como tanques de proceso.

Con respecto a la capacidad de almacenamiento, la operación tiene un déficit de volumen para 15 días de inventario, considerando que la refinería presenta una capacidad bruta de almacenamiento de 222226 Bls de petróleo crudo en tres tanques. Siendo el tanque T-6 y el T-7 para carga a Planta UDP y el T-8, para la recepción y reposo de petróleo crudo:

Cuadro 1.2.-Tanques existente de almacenamiento de petróleo y su capacidad

Tanque	Capacidad bruta (Bls)
T-6	56842
T-7	56874
T-8	108510
TOTAL	222226

La falta de tancaje para petróleo, obliga a utilizar almacenamiento provisional como el uso de otro tanque que no es para crudo de petróleo y/o requiriendo almacenamiento flotante (barcazas), en ambas, hay desventajas económicas y de seguridad.

El diseño se basa también en las especificaciones y propiedades físicas de los productos a almacenar para determinar el tipo de tanque que se requiere, especialmente en cuestión al tipo de techo. Los tanques de techo flotante se usan

principalmente para reducir las pérdidas por evaporación de crudos ligeros y productos volátiles como las gasolinas. Los tres tanques que tiene la refinería son de techo fijo según los crudos que inicialmente se procesaban, pero actualmente la refinería almacena y procesa otros tipos como los crudos de API ligero. Por lo cual se deben analizar las propiedades de los crudos, especialmente la Presión de Vapor Reid, de manera individual y en mezcla para determinar el requerimiento de los tanques que requieren techo flotante y los que pudieran mantenerse con techo fijo.

Cuadro 1.3.- Calidad de crudo de petróleos que procesa actualmente la Refinería

CONCEPTO	°API (60°F)	BSW (%)	Termino de contrato de explotación*
CRUDO A	23.67	0.17	19-May-24
CRUDO B	19.10	-	-
CRUDO C	45.07	0.22	18-Ene-38

Fuente: PerúPetro S.A.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo General

- ✓ Proporcionar el diseño básico y control automático del tanque de almacenamiento petróleo crudo para incrementar la capacidad de almacenamiento que requiere la Refinería de acuerdo a la normativa nacional y API 650.

1.3.2. Objetivos Específicos

- ✓ Proporcionar una información actualizada sobre el diseño de tanques de almacenamiento para petróleo.
- ✓ Determinar la capacidad de almacenamiento que requiere la Refinería para un tancaje óptimo.
- ✓ Evaluar los Factores para el diseño y dimensionamiento del tanque.
- ✓ Proporcionar el diseño del tanque que requiere la Refinería acorde a la normativa vigente.

- ✓ Proponer control automático del llenado y vaciado del tanque de almacenamiento.
- ✓ Determinar los beneficios económicos esperados por la instalación de tanque de almacenamiento de petróleo y su control automático.

1.4. JUSTIFICACION E IMPORTANCIA

La demanda de combustibles sigue incrementando en la zona de influencia donde se ubica la Refinería, por lo cual se requiere mayor volumen de la materia prima “petróleo crudo” para producir los derivados de petróleo que necesita la región, sin embargo la capacidad de almacenamiento actual, incluso para la producción actual, es insuficiente, lo que genera sobre costos, asimismo, el déficit no permite incrementar la producción, siendo de carácter importante y urgente aumentar su capacidad a través de la construcción de tanques de almacenamiento atmosféricos que tengan el diseño adecuado para recibir los crudos de petróleo de diferentes calidades (API, BSW, % componentes hidrocarbonados, etc.) y mezclarlos para la dieta de la unidad de destilación primaria, de tal manera que la operación tenga flexibilidad operativa y en consecuencia lograr que la empresa siga compitiendo en el mercado en un mayor porcentaje.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACION

Barrios Reátegui, Carlos Alfonso (2002) "Diseño de tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos e impacto ambiental" para optar al Título de Ingeniero Petroquímico Universidad Nacional de Ingeniería. Perú. El objetivo de este trabajo fue el de promover el adecuado diseño para la fabricación de tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos y motivar la regulación de esta actividad para reducir la contaminación ambiental provocada durante su funcionamiento y por las operaciones de transferencia de productos. El tipo de investigación descriptiva explicativa, basado en el estudio de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos (es decir, únicamente de los denominados "storage tanks"), de las nociones básicas del diseño, así como de su impacto e implicancias que ocasiona su funcionamiento sobre el medio ambiente. Como resultado se generó un proyecto de diseño del tanque requerido y se hicieron las recomendaciones sobre las acciones inmediatas que deben ser tomadas para minimizar sus daños y solucionar los principales problemas derivados de su operación. Los cálculos y demás información experimental que se presentarán a lo largo del presente trabajo se recogen de la experiencia observada durante el diseño y la construcción del tanque N° 46 en Refinería Conchán para servicio Solvente de Petroperú.

Sanaguano M. Erika M. (2012) "Mantenimiento de Tanques de Almacenamiento en la Refinería Estatal Esmeraldas". Tesis de Grado para optar al Título de Ingeniera de Mantenimiento. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo. Riobamba. Ecuador. El presente trabajo elaboró un Plan de Mantenimiento de Tanques de Almacenamiento en la Refinería Estatal Esmeraldas, con la finalidad de garantizar eficiencia, disponibilidad, confiabilidad y seguridad, realizando un estudio de los factores que influyen en la operación de los mismos, analizando la situación actual del tanque seleccionado para el análisis en servicio y fuera de servicio, aplicando diferentes procedimientos de inspección técnica en base a la norma API 650 y 653, utilizando ensayos no destructivos, considerando las características y propiedades físico-químicas del producto de almacenamiento y su influencia en la vida útil del tanque.

De los resultados obtenidos se describe los principales modos de falla, evaluación de partes críticas en los componentes del tanque, lo que nos permite dar soluciones rápidas y eficientes, con los bancos de tareas de mantenimiento de las cuatro fases en las que puede encontrarse el tanque, donde constan métodos, procedimientos, frecuencias, herramienta, materiales, equipos y personal requerido para la aplicación de las tareas, obteniendo un efectivo plan de mantenimiento, lo que garantizan el correcto funcionamiento. El estudio desarrollado logro mantener en óptimas condiciones el tanque de techo flotante Y-T8060, de manera que se aseguró la funcionabilidad a lo largo de su vida útil, disminuyendo costos y logrando una máxima eficiencia y seguridad.

2.2. LA INDUSTRIA DE REFINACIÓN DE PETRÓLEO

2.2.1. Refinería y su capacidad de procesamiento

La refinación del petróleo es un proceso que incluye el fraccionamiento y transformaciones químicas del *petróleo* para producir *derivados* comerciales. De acuerdo con este objetivo, en general, estos procesos se realizan juntos en una refinería.

Muy a menudo, la calidad del crudo es altamente dependiente de su origen. De acuerdo a su origen, color, *viscosidad*, su contenido de *azufre*, el *punto de fluidez* o su contenido de minerales varían. Por lo tanto, las refinerías tienen en cuenta estos factores.

Una refinería debe ser diseñada para manejar una amplia gama de crudos. Por supuesto, hay refinerías diseñadas para procesar solamente un único crudo, pero estos son casos especiales donde el recurso bruto estimado es muy importante.

Según el lugar donde se encuentre la refinería, así como también la naturaleza del petróleo bruto procesado (por ejemplo crudo BTS o HTS, *aromático* o crudo *nafténico*), la finalidad y estructura de la refinería es diferente; así como también según las posibles necesidades locales, la refinería puede ser muy simple o

muy compleja. A menudo, en *Europa*, en *Estados Unidos* y en general en áreas en las que las necesidades de combustible son altas, la estructura de las refinerías es compleja. Por contra, en los países en desarrollo, esta estructura es bastante simple.

El crudo, una vez llegado a la refinería, se almacena en grandes depósitos. En general, el crudo se almacena según su contenido en azufre, el de bajo contenido (BTS) se almacena separado del de alto contenido de azufre (HTS). Igual ocurre en el tratamiento. De acuerdo con la demanda del mercado, se trata primero el BTS en un ciclo antes de tratar un ciclo de HTS para evitar la contaminación de los productos de BTS por los de HTS. Si es el caso contrario, los productos pasadas unas pocas horas desde que son procesados, en su caso, se dirigen a los contenedores de productos HTS para su reprocesamiento.

2.2.2. Crudos

También conocido como petróleo, es el resultado de la degradación de una gran cantidad de materia orgánica, como residuos sólidos y vegetales que durante extensos períodos de tiempo y bajo la acción de elevadas temperaturas y presiones, los convirtieron en sustancias hidrocarburíferas. (Torres y otros, 2009).

Como es una mezcla de sustancias orgánicas su composición está condicionado por la presencia, especialmente de carbono (C), hidrógeno (H), oxígeno (O), nitrógeno (N), azufre (S) y otros metales (V, Ni, Cr), llamada hidrocarburo.

2.2.3. Tipos de crudos

Existen diferentes tipos de crudos en función de sus componentes principales y de su contenido en azufre:

- Parafínicos.
- Nafténicos.
- Aromáticos.
- De muy bajo contenido en azufre, SELV.
- De bajo contenido en azufre, BTS.

- De contenido medio en azufre, MTS.
- De alto contenido en azufre, HTS.
- De muy alto contenido en azufre Thts.

Las refinerías (las unidades de procesamiento) no siempre son apropiadas para el tratamiento de todos estos crudos porque según su construcción, no todas están diseñadas para abarcar toda la gama de crudos.

2.2.4. Almacenamiento de Hidrocarburos

Más allá de los daños en términos económicos que trae consigo un posible desabastecimiento de petróleo, existen otros factores que convierten al correcto almacenamiento de este en un elemento crítico.

Tanto el petróleo como sus derivados son agentes altamente contaminantes que pueden acabar con ecosistemas enteros en relativamente corto tiempo. En la historia existen varios ejemplos de lo que un derrame de crudo puede causar a la vida marina, y en general, a la naturaleza.

En consecuencia, todos los procesos que se desarrollan como parte de la cadena de extracción de petróleo y la producción de sus derivados, deben propender por el cuidado del medio ambiente. Esta misión conlleva la adopción de prácticas de seguridad estrictas que garanticen el menor impacto posible en los ecosistemas circundantes a los lugares en donde se lleven a cabo las actividades relativas a la industria petrolera.

Debido a esto, y pese a las medidas en términos de reservas que pueda adoptar la industria de los hidrocarburos y los diferentes gobiernos, los procesos en el almacenamiento (el cual se relaciona directamente con la tarea de mantener reservas), transporte y distribución del petróleo se convierte en un elemento fundamental a la hora de mantener los “flujos” del crudo constantes y acordes a la demanda de cada economía; además, debe alcanzar altos niveles de seguridad y control que mitiguen los posibles accidentes que se puedan presentar.

La industria del petróleo, está sometida a riesgos de toda especie, cuyo origen puede ser debido a deficiencias técnicas, como las averías de las máquinas en las refinerías, a bordo de los buques o en los oleoductos; a causas naturales imprevisibles, como la incertidumbre en la prospección de los yacimientos, las tormentas en el mar y en la tierra o los incendios; y también a problemas políticos, económicos y comerciales, como las crisis que afectan periódicamente las relaciones entre países productores y países consumidores.

De esta forma, en algunos países las compañías petroleras están obligadas a poseer en todo momento una cantidad de producto que garantice el consumo del mercado interno durante un tiempo mínimo determinado. El stock debe encontrarse en todos los tramos para evitar cortes y la reserva mínima exigida en condiciones normales normalmente debe superar los 90 días

De acuerdo a la Clasificación Industrial Internacional Uniforme CIIU, las actividades desarrolladas en el almacenamiento de petróleo y sus derivados pertenecen al sector H-5210 denominado “Almacenamiento y depósito”.

Podemos considerar el crudo y su almacenamiento en varias etapas:

✓ **Almacenamiento del crudo.**

Una refinería no se abastece normalmente directamente a partir del yacimiento de petróleo, dado que en entre uno y otro punto suele producirse un transporte intermedio por buque cisterna (petroleros) o por oleoducto. Por ello, el crudo (petróleo bruto) se almacena tanto en el punto de embarque como en el del desembarque.

✓ **Almacenamiento en la refinería**

Las refinerías disponen de numerosos depósitos al comienzo y al final de cada unidad de proceso para absorber las paradas de mantenimiento y los tratamientos alternativos y sucesivos de materias primas diferentes. Asimismo, para almacenar las bases componentes de otros productos terminados que se obtienen a continuación por mezcla, y para disponer de una reserva de trabajo suficiente

con el fin de hacer frente a los pedidos y cargamentos de materia prima que les llegan.

✓ **Almacenamiento de distribución**

Solamente una pequeña parte de los consumidores puede ser abastecida directamente, es decir por un medio de transporte que una de forma directa al usuario con la refinería. Por este motivo, es más eficaz y económico construir un depósito-pulmón, Terminal de distribución, surtido masivamente por el medio de transporte que viene de la refinería, ya sean oleoductos de productos terminados, buques (para depósitos costeros), barcazas fluviales, vagones cisterna o camiones cisterna. Estos depósitos suelen estar ubicados cerca de los grandes centros de consumo (ciudades, polígonos industriales, etc.). Desde estos depósitos, salen camiones de distribución que llevan el producto al consumidor final.

El almacenamiento del petróleo es una de las actividades más importantes dentro de la cadena de procesos de esta industria, ya que además de actuar como punto de referencia en la medición de despachos de producto, mantener las reservas del crudo y contribuir con la estabilización de la economía particular de la industria y por ende, de las naciones, apalanca todas las demás actividades dentro del proceso de convertirlo en la energía que mueve al mundo.

2.3. DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN EL PERÚ

2.3.1. Seguridad Energética

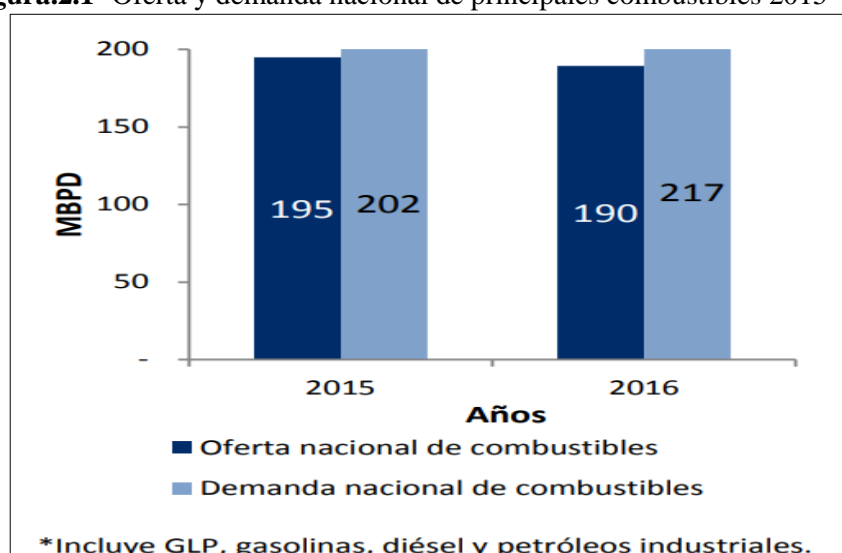
La seguridad de suministro ha tenido un importante desarrollo normativo en los últimos años en el Perú. En 2012 se promulgaron la Ley N° 29852, que crea el Sistema de Seguridad Energética (SISE) en hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE); y la Ley N° 29970, que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país. Estas conforman los dos instrumentos normativos primordiales para la seguridad de suministro (el énfasis

del SISE está en el desarrollo de infraestructura de almacenamiento y redes de ductos estratégicos) (OSINERGMIN, 2017).

2.3.2. Demanda de Combustibles en el Perú

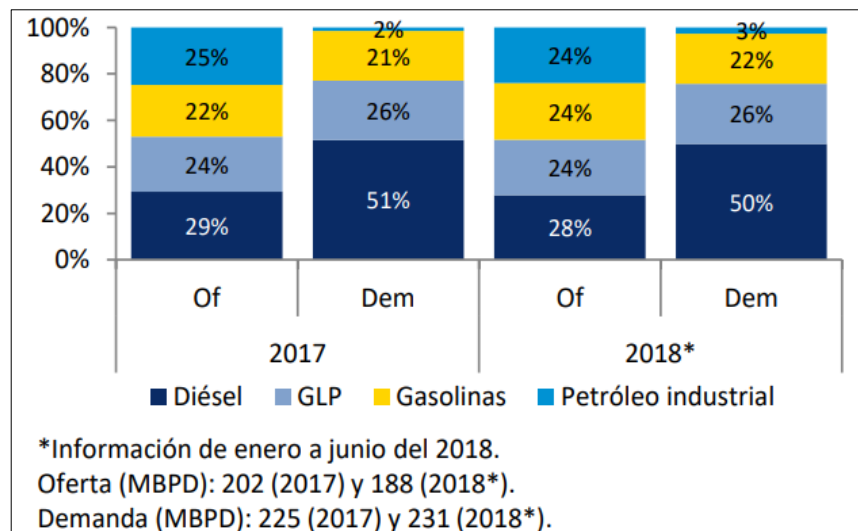
La demanda de combustibles en el Perú cada año es creciente, especialmente en diésel y gasolinas, sin embargo, la oferta de los productos refinados siempre es menor, por ejemplo, en el primer semestre del año 2018 el déficit fue de un 18.6%, siendo la demanda de 231MBPD y la oferta de 188 MBDP, es importante indicar que en dicho periodo se incrementó la dependencia de la importación del diésel, el GLP y las gasolinas.

Figura.2.1- Oferta y demanda nacional de principales combustibles 2015 -2016



Fuente: Ministerio de Energía y Minas - 2017

Figura 2.2.- Oferta y Demanda por tipo de producto 2017-2018*



Fuente: DSR-GSE-Osinergmin (2018)

2.4. PROCESO DE ALMACENAMIENTO Y MOVIMIENTO DE CRUDO

Por tratarse de una actividad que requiere de gran eficiencia, la sucesión de etapas relacionadas con el petróleo es un proceso que debe poseer grandes dosis de precisión y atención, que garanticen la seguridad y rentabilidad del negocio. Es por ello, que se hacen consideraciones sobre el aspecto del almacenamiento, que tiene una función estratégica importante en todo el proceso.

2.4.1. Etapas del proceso

Las etapas que comprenden el proceso de almacenamiento de petróleo y movimiento de crudo en una refinería son las siguientes:

- Recepción de petróleo.
- Descarga de petróleo a la refinería.
- Almacenamiento y acondicionamiento de petróleo.
- Proceso de mezclado.
- Transferencia de petróleo al área de refinación.

a. Recepción de petróleo.

Para esta refinería de estudio, el transporte de petróleo crudo se realiza a través de barcazas a los muelles. Los volúmenes recepcionados, son registrados, debe

contar con los correspondientes certificados de conformidad o los informes de análisis que aseguren el cumplimiento de los requisitos de calidad del producto. Como resultado de esta etapa pueden producirse potenciales derrames del crudo o sus derivados, generación de COV's y ruido.

b. Descarga de petróleo.

La descarga del crudo en las refinerías se realiza por manipulación de las válvulas de control existentes, las cuales dan paso al crudo registrando el flujo del mismo. Cuando el crudo llega a la refinería se abren las válvulas de descarga y se lo deposita en los tanques de almacenamiento temporales, monitoreando en todo momento la presión y velocidad del crudo.

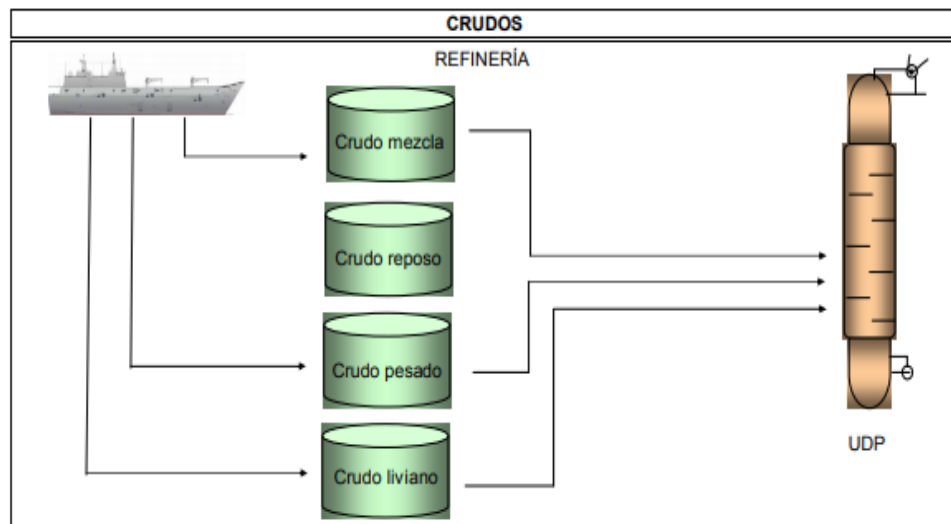
Como resultado de la etapa pueden generarse material absorbente contaminado, ruido y compuestos orgánicos volátiles (COV's). Además, existe el riesgo de potenciales derrames de hidrocarburos.

c. Almacenamiento y acondicionamiento de petróleo.

El petróleo requiere de un almacenamiento temporal en todas sus fases, ya sea en las áreas de extracción del crudo, como en los centros de refinación y de distribución de los derivados.

Los crudos antes de su procesamiento requieren tener un tiempo de reposo para sedimentar en lo posible el agua y sedimentos, los cuales fueron removidos en la etapa de descarga.

Figura 2.3.- Etapas del movimiento y almacenamiento de crudo en una Refinería



d. Proceso de mezclado

El crudo mezclado es la combinación de petróleos crudos que se mezcla para crear un crudo con propiedades físicas específicas. Debido a que los crudos pesados y extra pesados o bitúmenes no pueden ser refinados en su estado original y a temperaturas normales de superficie, se los mezcla con petróleos crudos más ligeros, principalmente, para reducir la viscosidad. En general, la mezcla se construye de manera tal que el valor del volumen mezclado total sea superior al valor sumado de los volúmenes iniciales de los crudos pesados y ligeros por separado.

e. Transferencia de petróleo al área de refinación

Esta etapa el petróleo es enviado a la unidad de destilación primaria mediante bombas, pasando previamente por filtros para retener los sólidos que se encuentren en suspensión; por causa del ensuciamiento de los filtros puede existir perturbaciones en el flujo y en consecuencia un incremento de la caída de presión, es por ello importante la limpieza de dichos filtros.

2.5. REQUERIMIENTOS NORMATIVOS

Existen una serie de normas que rigen el almacenamiento de crudo y que deben ser tenidas en cuenta a lo largo de la cadena de explotación y producción de petróleo, así como de sus derivados. Algunas de las más reconocidas son:

- ASTM American Society for Testing Materials
- API American Petroleum Institute
- NFPA National Fire Protection Association
- STI Steel Tank Institute
- UL Underwriters Laboratories Inc. (USA)
- ULC Underwriters Laboratories of Canada

Para el diseño y construcción de los tanques atmosféricos la industria petrolera se rige por las API, al que esta institución designa como estándar API 650 Welder Steel Tanks For Oil Storage. Esta cubre los requisitos mínimos para diseño, fabricación, materiales, instalación e inspección de tanques cilíndricos verticales soldados sobre tierra, no refrigerados, contruidos con planchas de acero soldadas, para almacenar crudo y sus derivados. Una norma que la completa es el Código hecho por la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos A.S.M.E., sección IX, para dar los alineamientos que han de seguirse en la soldadura de materiales en todo el proceso de fabricación de estos tanques, incluye las partes constitutivas y accesorios.

El Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos DECRETO SUPREMO N° 052-93-EM, cuyo contenido queda debidamente expresado en su Art.1, a quien en adelante nos referiremos como el Reglamento, tiene por objeto establecer las normas y disposiciones para que, de conformidad con lo establecido en el Artículo 73 de la Ley N° 26221, cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, pueda construir, operar y mantener Instalaciones para Almacenamiento de Hidrocarburos, sea petróleo o derivados, en cualquiera de las diferentes etapas de la industria de los hidrocarburos.

- a) En la explotación, cuando el petróleo se encuentra en las baterías de campo o los patios de tanques.
- b) En el transporte, cuando el petróleo y/o derivados se encuentran en los patios de tanques de las estaciones de bombas, terminales marítimos y/o fluviales.
- c) En la refinación, cuando el petróleo y/o derivados se encuentran en los patios de tanques de las refinerías.

d) En la comercialización, cuando los derivados se encuentran en los patios de tanques de las Plantas de Ventas.

e) En el procesamiento, cuando el petróleo y/o derivados se encuentran en los patios de Tanques de las Plantas de Procesamiento

Indica además en los subsiguientes artículos que dicho Reglamento tiene especial aplicación a aquellas Empresas Almacenadoras de hidrocarburos, líquidos inflamables y combustibles líquidos, o líquidos residuales, excepto si son sólidos a 37.8 oC (100 oF) o más, previendo para ello que las condiciones de almacenamiento se pueden dar tanto para productos en estado líquido a condiciones normales de temperatura y presión

Mediante D.S. 017-2013-EM “Establecen procedimiento para la adecuación de las instalaciones para almacenamiento de Hidrocarburos preexistentes a las disposiciones establecidas en el Decreto Supremo N° 052-93-EM” en la cual básicamente aprueban la revisión técnica a cargo del OSINERGMIN, a fin de que las instalaciones satisfagan los ordenamientos de seguridad contenidos en los artículos 18, 19, 20, 21, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 55, 56, 58 y 59 del mencionado Reglamento.

2.5.1. Normas de Diseño y Construcción de Tanques de Almacenamiento de Hidrocarburos

La construcción de todos los tanques y para los distintos productos a almacenarse, deben basarse en las normas establecidas, que fijan la construcción de tanques soldados para el almacenamiento de petróleo y sus derivados

Estas especificaciones han sido elaboradas para proveer a la industria petrolera de tanques de adecuada seguridad y razonable economía, para usarlos en el almacenamiento de petróleo y sus derivados. Comprenden los siguientes temas: material, diseño, fabricación, montaje, y requerimientos de prueba hidrostática para tanques verticales instalados sobre tierra, cerrados y de tapa superior abierta, tanques de acero soldado para almacenamiento en varios tamaños y capacidades.

2.5.2. Códigos de Diseño

Existen distintos códigos de diseño de tanques de almacenamiento. Antes de realizar cualquier diseño, de acuerdo al diseño seleccionado deberá establecer el código de aplicación para el diseño del tanque. A continuación se describirán los códigos de diseño más habitualmente usados para tanques de almacenamiento, siendo las más difundidas y empleadas en las industrias de procesos son las del American Petroleum Institute (API)

- **API 650** Dentro del alcance de éste código están incluidos aquellos tanques en los cuales se almacenan fluidos líquidos y diseñados para soportar una presión de operación atmosférica, menor a 18 kPa, o presiones internas que no excedan el peso del techo, con temperaturas no mayores a 93°C (hasta 260°C con ciertas restricciones).

Este estándar cubre el diseño y cálculo de los elementos constitutivos del tanque. En vista de los materiales de fabricación, se sugieren secuencias en la elección del tanque, recomendación de procedimientos de soldaduras, pruebas e inspecciones, así como lineamientos para su operación.

- **API 620** Cubre el diseño y construcción de tanques de grandes dimensiones de acero al carbono, operados a media presión, verticales, sobre la superficie y con temperaturas no mayores a 93°C. El rango de presiones que admite éste estándar es:
 $18 \text{ kPa} < \text{Presión interna} \leq 103,4 \text{ kPa}$
- **API Especificación 12D:** es aplicable a tanques horizontales o verticales soldados en el campo para almacenaje de líquidos de producción y con capacidades estandarizadas entre 51 y 6177 m³.
- **API Especificación 12F:** Es aplicable a tanques horizontales o verticales soldados en taller para almacenaje de líquidos de producción y con capacidades estandarizadas entre 63.1 y 51 m³
- **ASME ANSI B96.1** Requerimientos similares a los del API 650, pero para tanques fabricados en aluminio.

- **AWWA 1000** “American Water Works Association”, “Standard for Welded Steel Elevated Tanks, Stand Pipes and Reservoirs for Water Storage”. Esta normativa no establece ecuaciones particulares para determinar el diseño de los distintos componentes, por el contrario, establece requisitos generales asociados con cargas de diseño, esfuerzos admisibles, exámenes radiográficos, etc. En el texto se contempla la posibilidad de aplicar los requisitos del estándar API 650.
- **API 12D** Diseño, fabricación e instalación de tanques cilíndricos verticales, sobre superficie, soldados y fabricados de acero con capacidades nominales de 79,5 m³ a 1590 m³ (en tamaños estándar)
- **API 12F** Similar al API 12D pero para tanques que son diseñados en taller con capacidades desde 14,3 m³ hasta 119,25 m³.

2.5.3. Especificaciones de la norma API 650

El código está basado en el conocimiento y experiencias de compradores, fabricantes y usuarios de tanques de almacenamiento soldados, de varios tamaños y capacidades. Cabe mencionar que los requerimientos del código son mínimos; es factible que para una aplicación en concreto se adopten criterios más restrictivos. Si bien es cierto que el alcance del código no se limita al almacenamiento de petróleo y sus derivados, es aplicable para almacenamiento de productos químicos, agua, etc; en la práctica, cuando se hace referencia al API 650 se infiere almacenamiento de los productos mencionados. El objetivo fundamental del código es, a través de los requerimientos contenidos en sus distintas secciones, facilitar la compra y la fabricación de tanques de almacenamiento.

El estándar API 650 cubre los requisitos mínimos para diseño, fabricación, instalación, materiales e inspección de tanques cilíndricos verticales, no refrigerados, con techo abierto o cerrado, contruidos con chapas de acero soldadas. El estándar API 650 sólo cubre aquellos tanques en los cuales se almacenan fluidos líquidos y están contruidos de acero con el fondo uniformemente soportado por una cama de

arena, grava, hormigón, asfalto, etc.; diseñados para soportar una presión de operación atmosférica (menor a 18 kPa) o presiones internas que no excedan el peso del techo por unidad de área y una temperatura de operación no mayor de 93° C. Adicionalmente, los requerimientos contenidos en éste código aplican sólo a tanques que no se usen para servicios de refrigeración.

Las reglas indicadas en el estándar API 650 no son aplicables fuera de los límites abajo listados:

- La cara de la brida más próxima al tanque en una conexión apornada.
- La rosca más próxima al tanque en uniones roscadas.
- La primera unión soldada circunferencial para tuberías no soldadas a bridas.

El código no se basa en tamaños estándar o prefijados de tanques, por el contrario, permite al diseñador mediante los distintos requerimientos seleccionar el tamaño que mejor resulte para cada aplicación.

2.6. TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Frente a la constante necesidad de almacenar el crudo y sus derivados, los tanques dispuestos para dicho fin juegan un papel de gran importancia, que se ve potenciada en la medida en que su capacidad de almacenamiento y eficiencia sean las adecuadas.

Los tanques de almacenamiento son estructuras de diversos materiales, por lo general de forma cilíndrica, que son usadas para guardar y/o preservar líquidos o gases a presión ambiente, por lo que en ciertos medios técnicos se les da el calificativo de tanques de almacenamiento atmosféricos. Los tanques de almacenamiento suelen ser usados para almacenar líquidos, principalmente su uso más notable es el dado en las *refinerías* por sus requerimientos para el proceso de almacenamiento, sea temporal o prolongado; de los productos y subproductos que se obtienen de sus actividades.

Estos tanques se clasifican en diferentes tipos dependiendo de tres factores principales: su construcción, el uso o el producto que almacenan. A su vez y para cada caso, existe una subdivisión en la que se encuentran diferentes tipos de tanques, con características

particulares, que los hacen más o menos útiles según las necesidades que busquen ser cubiertas.

Los tanques de almacenamiento de hidrocarburos, son depósitos de acero diseñados para contener o procesar fluidos (hidrocarburos), generalmente a presión atmosférica o presión interna relativamente baja.

2.6.1. Factores primarios para el diseño de tanques de almacenamiento


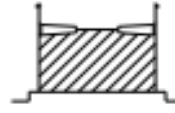

El primer paso en el diseño de cualquier tanque es seleccionar el tipo más conveniente a las necesidades. Existen factores que se deben considerar porque estos afectan de manera directa en la elección de un tanque a diseñar:

- Naturaleza de fluido,
- localización del tanque,
- temperatura,
- presión de operación y
- capacidad de almacenamiento.

Considerando los parámetros para la elección de los tanques de almacenamiento la clasificación más adecuada para el fin de este estudio sería:

Cuadro 2.1.- Tipos de Tanques metálicos

Fue
nte
Caj
as,
Mu
glis
a
(200
7)
p.2

TIPO DE TANQUE	PRESIÓN DEL TANQUE	PRODUCTO A ALMACENARSE	ESQUEMA
CILINDRICO TECHO FIJO	$= 0 \frac{KG}{CM^2}$	* GAS OIL * FUEL OIL * DIESEL	
CILINDRICO TECHO FLOTANTE	$> 0 \frac{KG}{CM^2}$ $< 1 \frac{KG}{CM^2}$	* GASOLINA * CRUDO * KEROSENE	
ESFERAS CILINDROS	$> 1 \frac{KG}{CM^2}$	* PROPANO * BUTANO	

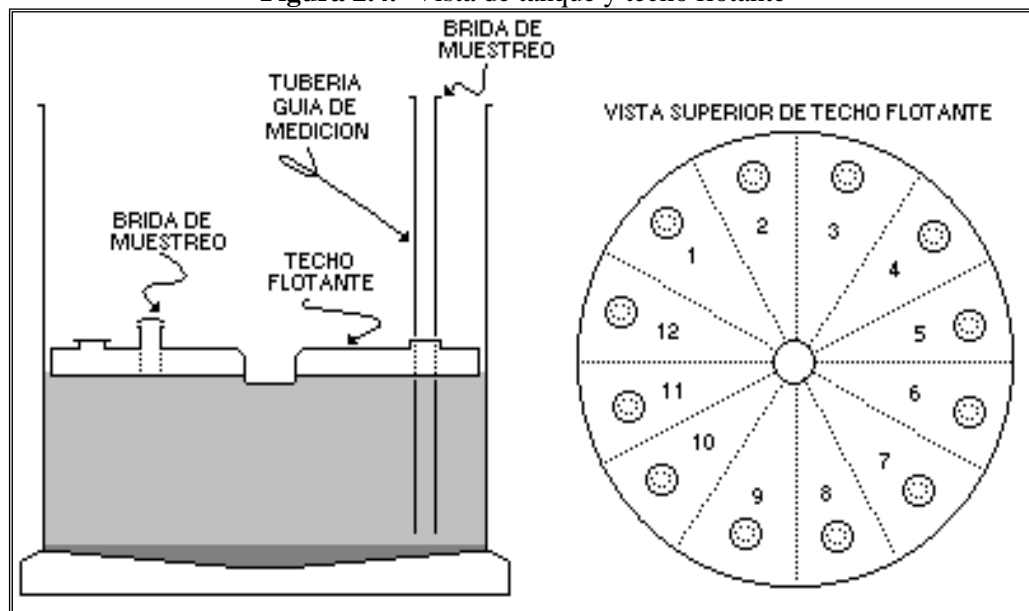
2.6.2. Tanques atmosféricos

Los tanques atmosféricos serán usados para líquidos que tienen hasta una máxima presión de vapor de 0.914 Kg/cm² abs (13 psia) a nivel del mar. Por cada 300 metros de elevación la máxima presión de vapor deberá ser reducida en 0.035 Kg/cm² abs (0.5 psia).

2.6.2.1. Tanques Atmosféricos – techo flotante

Son usados principalmente para reducir las pérdidas por evaporación de crudos ligeros y productos volátiles como las gasolinas. Son los más usados después de los tanques de techo fijo. El techo flotante es un pontón con sus dos cubiertas, superior e inferior y un vacío entre las mismas, lo que le permite flotar sobre líquidos. El techo descansa sobre la superficie del líquido, no hay espacio de gas o vapor libre. Para evitar la evaporación del líquido por el espacio anular entre la pared del tanque y el borde del techo flotante se instala un sello ajustado, bien cerrado.

Figura 2.4.- Vista de tanque y techo flotante



Cuando el techo baja hasta cierta distancia sobre el fondo del tanque, descansa en soportes o patas que evitan que siga bajando.

Figura 2.5.- Vista de Techo flotante de tanque

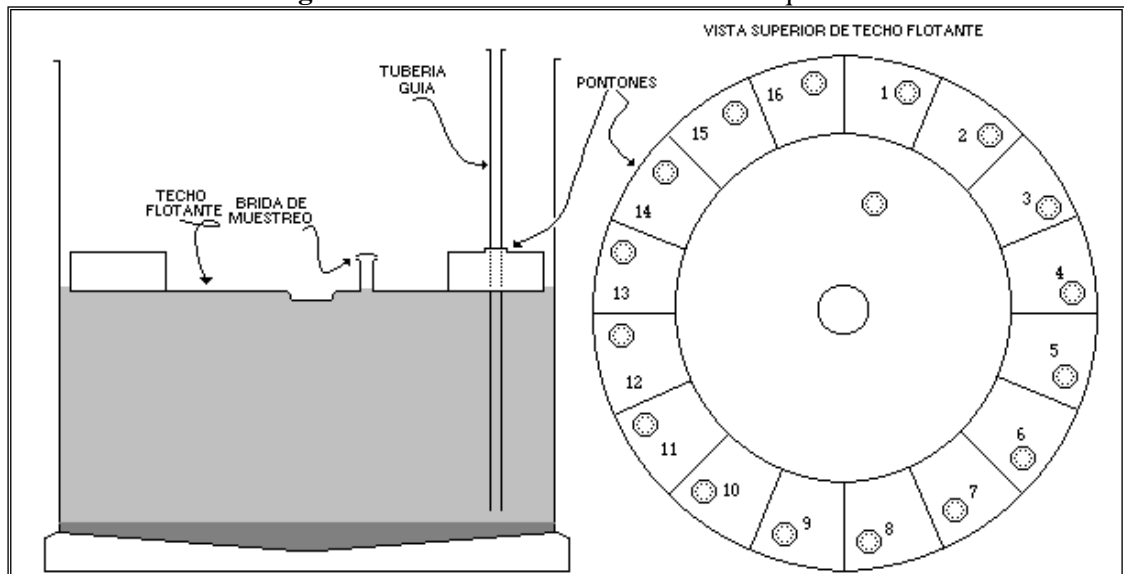
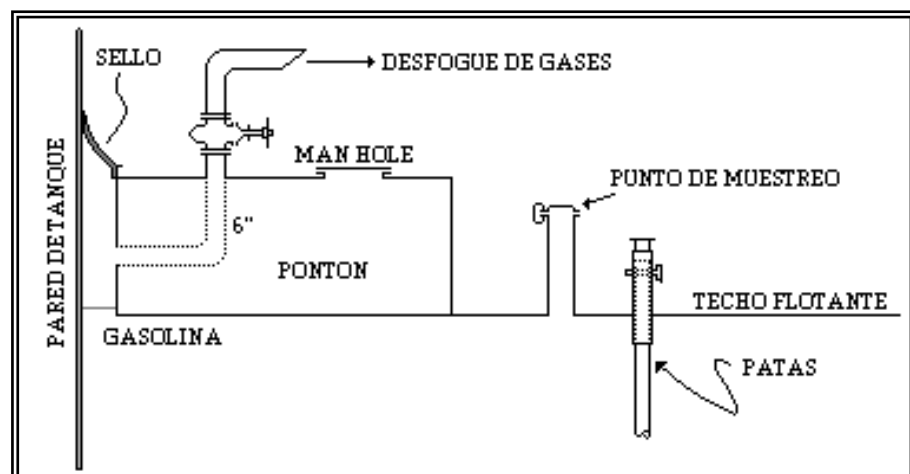


Figura 2.6.- Detalle de accesorios en pontón y techo flotante



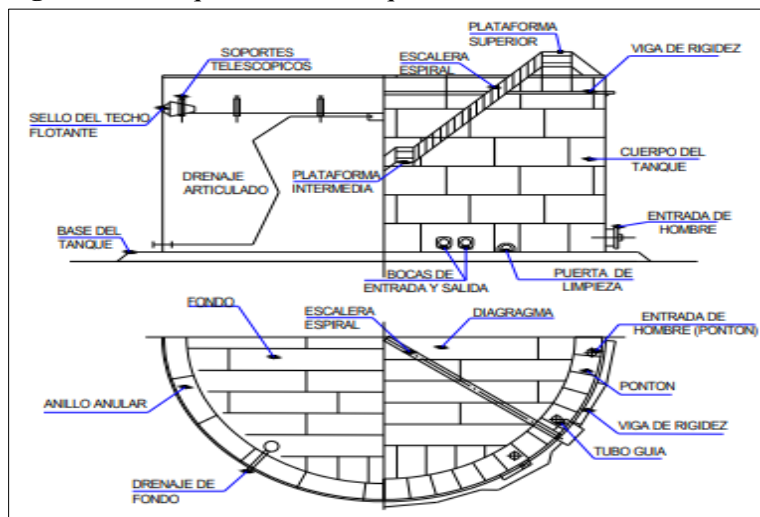
Fuente Cajas, Muglisa (2007) p4

Constan de una membrana solidaria al espejo de producto que evita la formación del espacio vapor, minimizando pérdidas por evaporación al exterior y reduciendo el daño medio ambiental y el riesgo de formación de mezclas explosivas en las cercanías del tanque.

El techo flotante puede ser interno (existe un techo fijo colocado en el tanque) o externo (se encuentra a cielo abierto). En cualquier caso, entre la membrana y la

envolvente del tanque, debe existir un sello. Los nuevos techos internos se construyen en aluminio, y se coloca un domo geodésico como techo fijo del tanque.

Figura 2.7.- Esquema de un tanque atmosférico de techo flotante



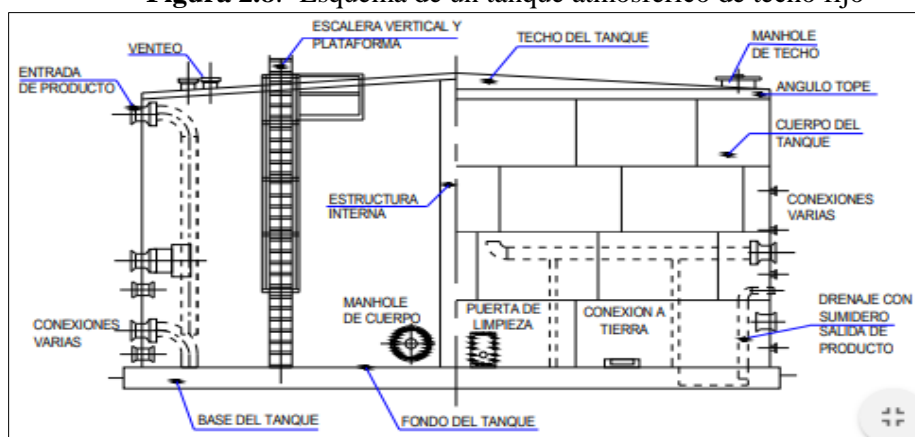
Fuente Cajas, Muglisa (2007) p.3

Los accesorios más importantes del techo flotante y pontones se muestran en la figura. El desfogue o venteo de gases consiste en una tubería con válvula de compuerta que permite la salida de gases del espacio anular del techo flotante y la pared del tanque, comprendido entre el producto y el sello del techo.

2.6.2.2. Tanques Atmosféricos – techo Fijo

El tanque opera con espacio para los vapores, que va a cambiar dependiendo del nivel de los líquidos, su ventilación ubicada en el techo permite la emisión de vapores para que el interior se mantenga lo más próximo a la presión atmosférica, pero esto produce pérdidas por evaporación. Es recomendable para almacenamiento de productos no volátiles, como petróleo crudo pesado.

Figura 2.8.- Esquema de un tanque atmosférico de techo fijo

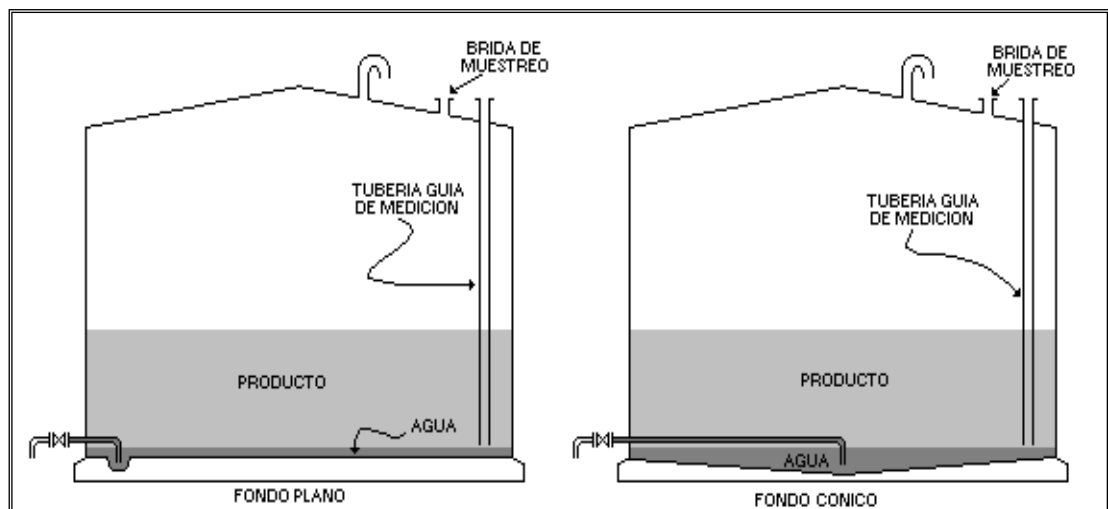


2.6.2.3. Partes del tanque

Un tanque de almacenamiento está constituido de partes y accesorios, diseñados y seleccionados según normas para su correcto desempeño.

- **Fondo:** Planchas de acero traslapadas entre sí, que sirve de apoyo al cuerpo del tanque. Debe ser hermético totalmente, tanto en las uniones de soldadura de las planchas que lo forman, así como la junta con el fondo-cuerpo, para evitar fugas del producto almacenado. El fondo de los tanques puede ser plano o tipo cónico. Este último se utiliza principalmente en el almacenaje de Petróleo Crudo y permite un mejor drenaje del agua libre depositada en los fondos.

Figura 2.9.- Tipos de fondos de tanques de almacenamiento



- **Techo:** Parte que cubre el tanque, compuesto por planchas traslapadas entre sí, La forma y diseño dependerá del volumen y el producto que se va a almacenar, así como las cargas a las que se le someterá. Tiene como función evitar el ingreso de sustancias y cuerpos extraños que puedan contaminar el producto (Jimenez, 2012).
- **Cuerpo:** Se le conoce también como envoltente, son las paredes cilíndricas del tanque, formada por uso anillos que se unen entre sí. Esto para soportar la presión

que la columna de fluido almacenado ejerce sobre estas paredes. Cada anillo deberá tener un espesor diferente que dependerá de las presiones existentes desde el fondo hasta la superficie, tomando en cuenta que los inferiores serán los de mayor espesor.

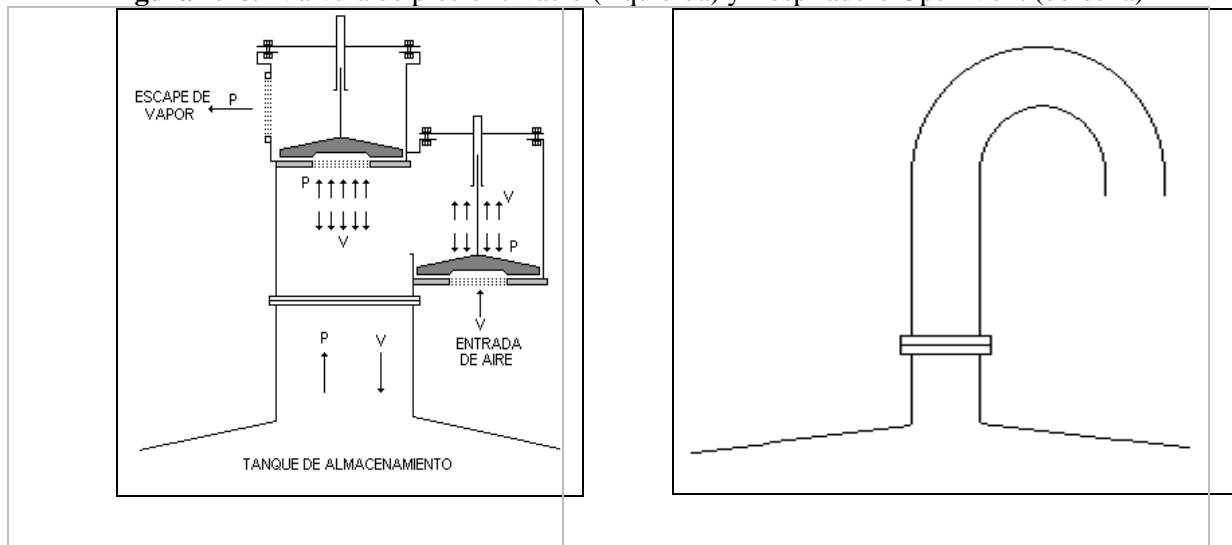
- **Fundación:** Se le denomina también cimentación, sobre esta superficie se montarán las planchas del fondo del tanque, construida generalmente de hormigón, para evitar la corrosión en la parte exterior del fondo, igual manera previene hundimientos en el terreno
- **Válvula de venteo:** Son válvulas automáticas y sirven para evitar que aumente la presión interna, permiten que la mezcla de aire-vapor vaya saliendo en el tiempo de carga. Esta descarga evita la formación de presión de vacío, dejando que el aire ingrese.
- **Orificio de techo:** Sirve para que el operador pueda realizar la medición manual del nivel y temperatura del líquido que se almacena. Permite también la extracción de muestras cuando éstas sean requeridas y facilita notablemente la inspección.
- **Conexiones de entrada y salida del producto:** Son aberturas ubicadas en las paredes del cuerpo donde se unen mediante soldadura a unas boquillas de distinto diámetro, dependiendo su diseño y en éstas a su vez a las válvulas que permiten el llenado y vaciado del tanque.
- **Manhole del cuerpo:** Es la entrada del personal humano para que realice actividades de limpieza, mantenimiento o reparación en el interior del tanque. Instalado en el primer anillo y consta de una placa de refuerzo, soldada en la parte exterior para minimizar los esfuerzos que en ella se concentrarán.
- **Puerta de limpieza:** Ubicada al nivel del fondo y permite labores de limpieza interna del tanque, como puede ser el retiro de lodos que se acumulan durante su operación.

- **Drenaje y sumidero:** El drenaje se constituye como un accesorio que se encuentran ubicado en cuerpo del tanque, conectado a su respectivo sumidero, mismo que está entre el fondo y la cimentación, y deberá tener una buena compactación para evitar fugas. Conjuntamente por ellos se desfogarán los residuos de agua y otros elementos de mayor densidad producidos por el líquido almacenado.
- **Escaleras:** Permiten el libre acceso al techo del tanque para actividades de inspección y mantenimiento. Las más utilizadas son en forma de espiral que son de fácil construcción e instalación, su correcto diseño minimiza el riesgo de accidentes. (Mateus, y otros, 2007).

2.6.2.4. Accesorios para el tanque

- **Respiraderos en tanques de techo fijo:** La función de los respiraderos de los tanques de techo fijo es la de aliviar la presión de vapor que se forma en el espacio vacío del interior. Existen varios tipos de estos respiraderos, uno de los cuales es el mostrado en la figura, del tipo Presión/vacío.

Figura 2.10.- Válvula de presión / vacío (izquierda) y Respiradero Open Vent (derecha)



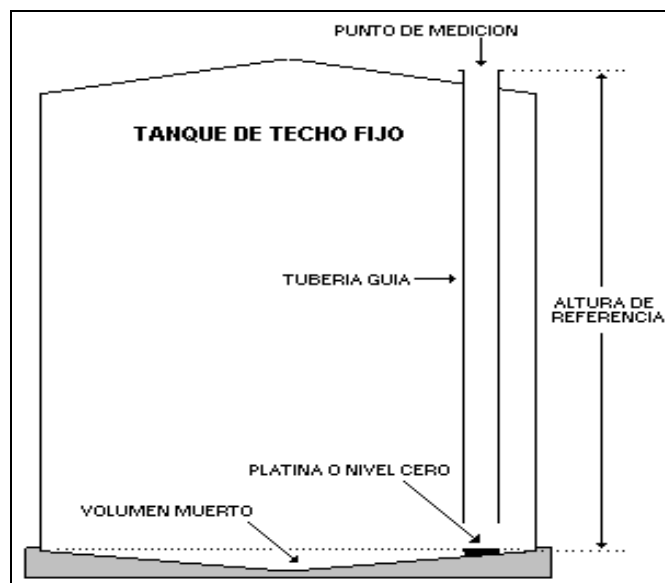
El respiradero del tipo presión / vacío consta de dos platos o válvulas que corren en un eje. Uno de los platos se levanta al incrementarse levemente la presión en el

interior del tanque (recepción de producto) y deja escapar los vapores al exterior, el otro plato asciende cuando se forma vacío (retiro de producto) y permite el ingreso de aire limpio.

Un tipo de respiradero muy común es del tipo Open Vent, que consiste en un tubo abierto en forma de U. Este tipo de respiraderos mantienen permanentemente comunicado el interior del tanque con el exterior, y se usa para aquellos productos de baja presión de vapor

- **Escotilla o brida de medición:** Se llama así a la brida del techo del tanque por donde se introduce la wincha para medir el nivel del producto. La posición de la brida de medición debe ser la misma que la platina o nivel cero, de forma que al introducir la wincha, la plomada toque la platina. La distancia entre la Marca de Referencia de la Escotilla de Medición y la Platina o Nivel Cero se conoce como Altura de Referencia.

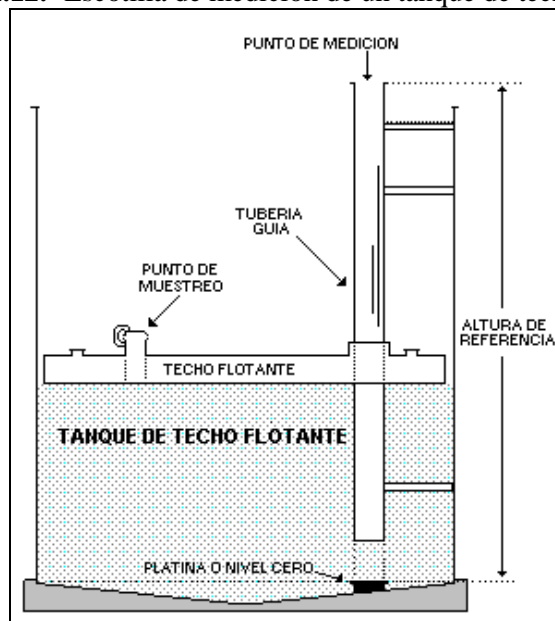
Figura 2.11.- Escotilla de medición de un tanque de techo fijo



Fuente: Cajas, Muglisa (2007) p.10

- **Escotilla de muestreo:** Cuando el producto de un tanque permanece en un tubo de medir, el cual se extiende desde la brida por la que se introduce la wincha hasta el fondo del tanque, se evapora de tal manera que no es representativo del resto de producto que haya en el tanque. Por esta razón la mayoría de tanques de tierra están equipados con una boca adicional para la extracción de muestras.

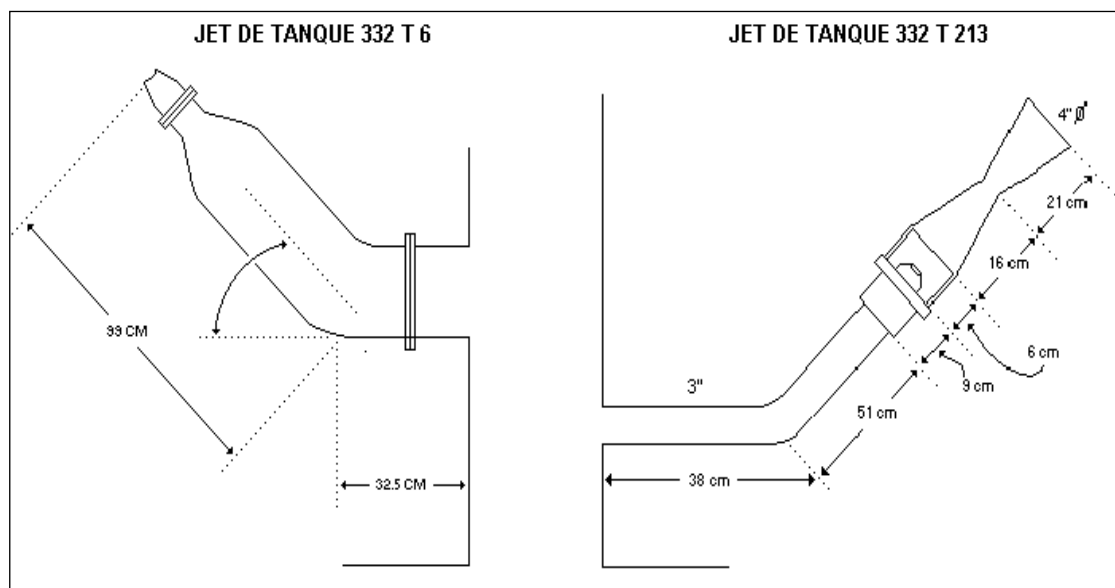
Figura 2.12.- Escotilla de medición de un tanque de techo flotante



Fuente Cajas, Muglisa (2007) p.11

- **Jet de mezcla:** Es un accesorio instalado en el interior del tanque, en la línea de recirculación, con un ángulo de elevación que permite mezclar un producto. El mezclado se realiza por recirculación del producto, con la descarga de la bomba alineada al jet.

Figura 2.13.- Tipos de Jet de mezcla instalados en línea de recirculación de tanques



- **Sellos de techo flotante:** Es un dispositivo que sella el espacio anular entre el techo flotante y la pared del tanque. Existen diferentes tipos de sellos, como se muestra en la página siguiente.

2.6.2.5. Materiales

Los materiales se hacen referencia en la norma API 650, que especifica todos los parámetros para la construcción de tanques soldados para almacenamiento de petróleo, sin embargo, la Organización internacional ASTM, “Sociedad Americana de Pruebas de Materiales” especifica varios tipos de materiales que cumplen con los requerimientos para la construcción de tanques de almacenamiento y accesorios que se acoplan. A continuación, se citan los materiales más usados:

- A-36M/A-36. Acero estructural. Es un acero al carbono de buenas características estructurales, para tanques de almacenamiento se usan planchas de hasta 40 mm (1.5 pulg.) de espesor. Este material es aceptable y usado en los perfiles de los elementos estructurales del tanque.
- A-283M/A-283. Acero al carbono con medio y bajo esfuerzo a la tensión. Son planchas de menor costo y resistencia, de fácil soldado y rolado. Se emplean en el fondo, cuerpo y techo del tanque, así también se pueden usar en perfiles estructurales. Grado C, para planchas con espesores máximos de hasta 25 mm (1 pulg.).

- A-285M/A-285. Acero al carbono con medio y bajo esfuerzo a la tensión. También se lo puede usar en todas las partes del tanque. Existe en: Grado C, para planchas con espesores máximos de hasta 25 mm (1 pulg.)
- A-53M/A-53. Se usa para tubería en general en los Grados A y B.
- A-106M/A-106. Tubos de acero al carbono sin costura, para servicios de alta temperatura. Grados A y B.
- A-234M/A-234. Se usa para accesorios forjados de acero al carbono servicio desde temperatura moderada y alta, como bridas. Grado WPB. Con una resistencia a la tensión mínima de 415 a 585 MPa y un punto de fluencia igual a 240 MPa.
- A-105M/A-105. Forja de acero al carbono para accesorios de acoplamiento de tuberías, estos pueden ser; codos, reducciones, etc. Con una resistencia a la tensión mínima de 485 MPa y un punto de fluencia igual a 250 MPa.
- A-193. Grado B7, es el material para tornillos que trabajarán a alta temperatura y alta resistencia, menores a 64 mm (2.5 pulg.), de diámetro. Con una resistencia a la tensión mínima de 860 MPa y un punto de fluencia igual a 725 MPa.
- A-194. Grado 2H. Es un acero de medio carbono. Material para tuercas de alta resistencia. Con una dureza brinell de 248 a 352 HB.

Los tanques atmosféricos serán construidos con un material adecuado para las condiciones de almacenamiento y el producto almacenado. La selección del material se justificará en el proyecto el cual se basará y regirá en su totalidad a la norma API 650 sección 2.

Los tanques, así como los sistemas de tuberías se diseñarán y fabricarán con materiales que cumplan con las exigencias mecánicas de los equipos que permitan una vida útil razonable. Ésta se determinará de acuerdo con la previsión de su renovación y/o sustitución.

Para la determinación de la vida útil de dichos materiales deberá tenerse en cuenta no sólo las velocidades de corrosión cuando se trate de materiales homogéneos, sino también en caso de materiales no homogéneos o recubrimientos superficiales donde se produce pérdida de características físico químicas tales como: adherencia, endurecimiento, fragilidad, envejecimiento, porosidad, etc.

En su ausencia de códigos o normas de reconocida solvencia, cuando sea de aplicación, deberán ser conformes a lo establecido en la reglamentación sobre aparatos a presión. Por lo tanto se deberá tener en cuenta, como mínimo, los siguientes aspectos:

- a. Peso total lleno de agua o de líquido a contener cuando la densidad de éste sea superior a la del agua.
- b. Sobrecarga de uso.
- c. Sobrecarga de viento y nieve.
- d. Acciones sísmicas.
- e. Efectos de la lluvia.
- f. Temperatura del producto y por efecto de la acción solar.
- g. Efectos de la corrosión interior y exterior.
- h. Efectos de las dilataciones y contracciones sobre los soportes.

2.7. SISTEMAS PRINCIPALES QUE CONFORMAN EL AMACENAMIENTO

2.7.1. Sistema de Tuberías

Este sistema está formado por el conjunto de tuberías, bridas, válvulas, juntas, tornillos de sujeción y demás accesorios de tuberías sometidos a la acción del producto.

El diseño, materiales, fabricación, ensamblaje, pruebas e inspecciones de los sistemas de tuberías conteniendo líquidos corrosivos, serán adecuados a la velocidad de corrosión, presión y temperatura de trabajo esperadas, para el producto a contener.

Cuando pueda quedar líquido confinado entre equipos o secciones de tuberías y haya la posibilidad de que este líquido se dilate o vaporice, deberá instalarse un sistema que impida alcanzar presiones superiores a las de diseño del equipo o tubería siempre que la cantidad retenida exceda a 250 litros.

La instalación de tuberías estará dotada de las válvulas de purga necesarias, con el fin de evitar una retención de líquidos en las tuberías cuando deba intervenir o desmontarse las tuberías o recipientes.

Aquellos puntos del sistema de tuberías en los que exista la posibilidad de fugas de líquido (por ejemplo: bridas) y se encuentren próximos a los puntos de operación en donde las personas puedan verse expuestas, o vías de circulación, deberán protegerse mediante sistemas adecuados. Sólo se instalarán tuberías enterradas en casos excepcionales debidamente justificados.

Los tanques de almacenamiento también deberán contar con la boquilla por lo menos para el drenado de lodos, la cual podrá estar al ras del fondo dirigidas a un sumidero por debajo del tanque. Los sumideros y conexiones en el fondo tendrán particular atención para el relleno y compactación del suelo para prevenir asentamientos irregulares del tanque.

Las conexiones y arreglos pueden variar para llevar a cabo la utilidad y servicio de los mismos, por lo que el comprador aprobará dichos arreglos que el fabricante proporcionará.

2.7.2. Sistemas de Venteo y Alivio de Presión

Son los sistemas diseñados para prevenir los efectos de las alteraciones de la presión interna de un recipiente de almacenamiento. Por lo tanto, todo recipiente deberá disponer de sistemas de venteo o alivio de presión para prevenir la formación de vacío o presión interna, de tal modo que se evite la deformación del techo o de las paredes del tanque como consecuencia de las variaciones de presión producidas por efecto de los llenados, vaciados o cambios de temperatura. Las salidas de dicho

sistema estarán alejadas de los puntos de operación y vías de circulación en donde las personas puedan verse expuestas, o se deben proteger adecuadamente para evitar las fugas de líquidos y vapores.

Los venteos normales de un tanque atmosférico se dimensionarán de acuerdo con la norma API 650 o como mínimo tendrán un tamaño igual al mayor de las tuberías de llenado o vaciado y en ningún caso inferior a 35 milímetros de diámetro interior. Si cualquier recipiente tiene más de una conexión de llenado o vaciado, la dimensión del sistema de venteo o alivio de presión se basará en el flujo máximo posible.

Cuando un producto por efecto de la acción de la humedad del aire aumente su acción corrosiva, se tendrá en cuenta este efecto para disponer de un sistema que lo evite o corrija, salvo que se haya previsto tal posibilidad en el diseño. Igualmente deberá evitarse en lo posible la emisión a la atmósfera de vapores perjudiciales de líquidos corrosivos y en todos los casos controlar sus efectos.

2.7.3. Sistemas de Protección Contra la Corrosión

Las paredes del recipiente y sus tuberías se protegerán contra la corrosión exterior. Se podrá utilizar los métodos siguientes:

- a) Uso de pinturas o recubrimientos.
- b) Protección catódica.
- c) Empleo de materiales resistentes a la corrosión.

2.7.4. Sistema de Acceso al Tanque.

Este sistema esta deberá estar compuesto de: boquillas de libre acceso hacia el interior del tanque, así como también de escaleras y plataformas que serán diseñados bajo este estándar. La cantidad de accesorios para el acceso al tanque serán determinados por el constructor basándose en los requerimientos que el cliente necesite.

Los tanques de almacenamiento contarán por lo menos con una entrada en el cuerpo o en el techo con la finalidad de poder realizar la limpieza, revisiones o reparaciones en su interior. El desarrollo de las entradas para las personas, las definiremos en base a la facilidad de ingreso del personal de mantenimiento tomando en consideración que el tamaño no debe crear esfuerzos residuales considerables que afecten la estructura del tanque.

2.7.5. Sistemas Contra Incendios

Se constituyen como sistemas de protección en las instalaciones petroleras con la finalidad de disminuir el nivel de riesgo basándose en la norma PESHI-018 sistema de agua contra incendio para instalaciones petroleras.

Para tanques de almacenamiento los requerimientos de agua contra incendios se establecen en base al consumo de agua para la generación de espuma. Adicionalmente, se deberá agregar los consumos de agua de enfriamiento para el tanque incendiado y los tanques adyacentes. Este criterio se aplicará asumiendo que el tanque de mayor exigencia de agua se incendiaría en un momento determinado y que las distancias entre los tanques cumplen con lo dispuesto en la norma PE-SI-006 “Distancias mínimas de seguridad que deben contemplarse en las Industrias Petroleras.” (Cajas, Muglisa 2007)

La aplicación requerida para el enfriamiento del tanque incendiado y los adyacentes, podrá efectuarse mediante el uso de monitores, mangueras, o sistemas fijos de agua pulverizada.

2.8. CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS.

La necesidad de almacenar los recursos energéticos para controlar mejor su producción, su transporte, distribución y utilización es evidente en la medida en que se desea asegurar un abastecimiento abundante y regular de la industria y de los consumidores. Para esto es necesario regirse por diversos criterios y normas que deben

aplicarse en el diseño, control, seguridad y espaciamiento de los tanques de almacenamiento para así garantizar un nivel adecuado de protección en los productos que se almacenan así como también a las personas y el medioambiente circundante; debido a que los tanques de almacenamiento tienen como finalidad resguardar el producto que se obtiene de un proceso determinado, mientras se encuentra un destino en el mercado. Entre los criterios más importantes de los tanques de almacenamiento, se encuentran:

Presión de Diseño: No debe ser menor que la presión de vapor del producto a almacenar a la máxima temperatura de diseño.

Temperatura de Diseño: Se deben especificar las temperaturas mínimas y máximas de diseño

Presión de vacío: Cuando dicho recipiente no se diseña para condición de máximo vacío, se tienen algunas opciones:

- Diseño de vacío parcial con una válvula de vacío y conexión para suministrar gas inerte.
- Diseño de vacío parcial con una válvula de vacío y conexión para suministrar gas natural o cualquier otro Hidrocarburo.
- Diseño de vacío parcial con una válvula de vacío y conexión para emitir aire.

Inestabilidad Elástica: Fenómeno asociado con las estructuras que tienen limitadas su rigidez.

Inestabilidad Plástica: Es el criterio de mayor uso para el diseño de equipo, es aquel que mantiene los esfuerzos inducidos dentro de la región elástica del material de construcción.

Esfuerzo y Ubicación: El espacio y el terreno donde van a ser ubicados los tanques son importantes para el diseño de la fundación del tanque. Es una de las mayores causas de fallas.

Corrosión: Toma en cuenta las propiedades químicas de las sustancias y del medio ambiente para escoger los materiales de construcción

2.9. CRITERIOS DE CONTROL DE PROCESO

- **Control de Presión:** Protección por sobre presión. Causadas principalmente por vapores. Protección por vacío (baja presión).
- **Control de volumen:** Cuando se almacenan gases el volumen del este es el mismo del recipiente. En el caso de los líquidos muchas veces solo se controla la altura o nivel de la columna de líquido en el tanque ya que el área transversal de este es conocida.
- **Control de Temperatura:** Cualquier desviación de temperatura dentro del tanque será controlada variando la temperatura del líquido de la alimentación. Para detectar los cambios un arreglo de termocuplas es instalado para observar el perfil de temperatura a lo largo del tanque.
- **Control de Nivel:** Es la distancia existente entre una línea de referencia y la superficie del fluido, generalmente dicha línea de referencia se toma como fondo del recipiente, cuando el fondo es plano.

2.10. CONTROL AUTOMÁTICO

La automatización industrial ha avanzado muy rápido en los últimos años, lo que ha permitido flexibilizar la operación de varias industrias, conseguir mejorar procesos y calidad de productos. La automatización es la utilización de tecnología para la operación y control automático de un proceso, así como para el manejo de la información del mismo.

Los controles automáticos comparan el valor efectivo de la salida con el valor deseado, determina la desviación y produce una señal de control que reduce la desviación a cero o a un valor pequeño. La forma en que el control automático produce la señal de control recibe el nombre de acción de control.

En los últimos años, se ha estado desarrollado el sistema denominado SCADA (siglas en inglés de Supervisory Control And Data Adquisition), por medio del cual se pueden supervisar y controlar las distintas variables que se presentan en un proceso o planta.

Asimismo existe el Sistema de Control Distribuido o SCD (siglas en inglés de Distributed Control System), es un sistema de control aplicado a procesos industriales complejos en las grandes industrias como petroquímicas, papeleras, metalúrgicas, centrales de generación, plantas de tratamiento de aguas, incineradoras o la industria farmacéutica. Los primeros DCS datan de 1975 y controlaban procesos de hasta 5000 señales. Las capacidades actuales de un DCS pueden llegar hasta las 250.000 señales.

Cuadro 2.2.- Diferencias típicas entre sistemas SCADA y DCS

ASPECTO	SCADA	DCS
TIPO DE ARQUITECTURA	CENTRALIZADA	DISTRIBUIDA
TIPO DE CONTROL PREDOMINANTE	SUPERVISION: Supervisión y monitoreo a lazo cerrado. No es aconsejable lazos cerrado de control. Adicionalmente: control secuencial y regulatorio.	REGULATORIO: Lazos de control cerrados automáticamente por el sistema. Adicionalmente: control secuencial, batch, algoritmos avanzados, etc.
TIPOS DE VARIABLES	DESACOPLADAS	ACOPLADAS
ÁREA DE ACCIÓN	Áreas geográficamente distribuidas.	Área de la planta.
UNIDADES DE ADQUISICIÓN DE DATOS Y CONTROL	Remotas, PLCs.	Controladores de lazo, PLCs.
MEDIOS DE COMUNICACIÓN	Radio, satélite, líneas telefónicas, conexión directa, LAN, WAN.	Redes de área local, conexión directa.
BASE DE DATOS	CENTRALIZADA	DISTRIBUIDA

Beneficios de la automatización:

- Aumento de la productividad y calidad, utilización óptima del recurso humano.
- Disminución de riesgos (Humanos, Ambientales, Materiales).
- Disminución de costos.
- Mayor dominio de la información, lo que permite tomar mejores decisiones.

2.10.1. Lazo de control

Un lazo de control está constituido por los siguientes elementos:

- ✓ Elemento primario o sensor: miden las variables de un proceso, tales como temperatura, presión, nivel, etc. Los sensores generan señales que representan el valor medido y éstas pueden ser de tipo Analógico o Discreto.
- ✓ Transmisor: envían la señal medida hacia el dispositivo que va a usar la señal, generalmente un controlador o un recolector de datos. La señal es enviada con un

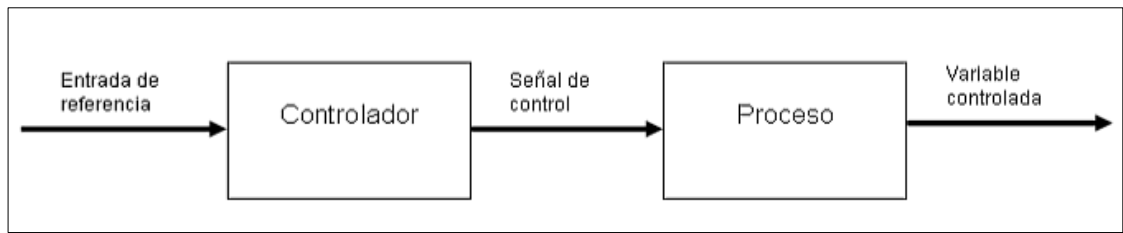
valor proporcional al valor real de la variable medida. Por ejemplo, un transmisor de temperatura que mida en el rango de 0 ° a 100° C enviará una señal de 12 miliamperios en el rango estándar de 4-20 mA. En el caso de los transmisores digitales modernos el valor de la variable es enviada en forma numérica por medio de una comunicación digital bajo alguno de los protocolos establecidos. Posteriormente se ampliará más sobre este punto.

- ✓ Controlador: son los que ejecutan la lógica de control adecuada al proceso. Los controladores pueden ser discretos si se encargan de controlar una de las variables, ó multi-lazo si controlan varias variables al mismo tiempo. También pueden ser analógicos, si operan con señales analógicas o digitales si operan intercambiando valores numéricos. También pueden ser programables o no.
- ✓ Proceso: Relaciona las variables controladas, manipulada y la perturbación.
- ✓ Elemento final de control: son los dispositivos que actúan manipulando variables que influyen el comportamiento del proceso. Los elementos de control final reciben el comando desde los controladores y afectan directamente las variables de proceso que se desea controlar. Los más comunes son las válvulas, los actuadores y posicionadores.

2.10.1.1.Lazo de control abierto

El sistema de lazo de control abierto, no toma la información de salida, es decir en estos sistemas la señal de salida no influye en la señal de entrada, además la exactitud depende la programación previa y la calibración del controlador. Es importante indicar que en presencia de perturbaciones estos sistemas de control no cumplen la función adecuadamente, en la siguiente figura se observa el diagrama:

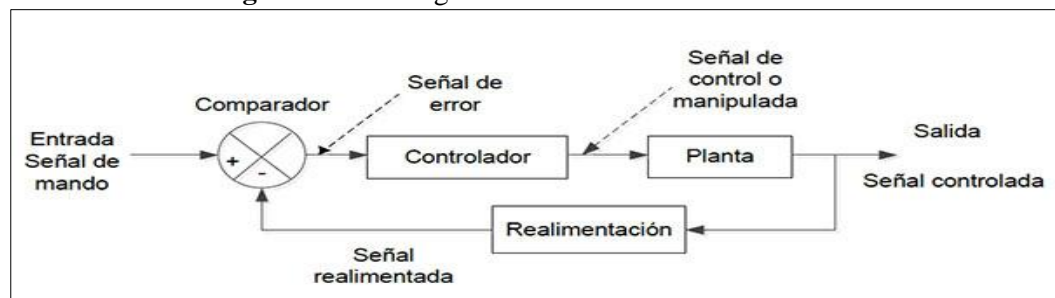
Figura 2.14.- Diagrama de lazo de control abierto



2.10.1.2.Lazo de control cerrado

El sistema de lazo de control cerrado, toma la información de la salida para realizar la acción de control, debe existir necesariamente una desviación o un error para toma una acción, por lo que se conoce como lazo por retroalimentación, en ese sentido, su configuración ayuda a corregir el efecto de las perturbaciones. Se caracteriza por la mayor precisión y exactitud que el lazo abierto, por lo cual su complejidad y costo es mayor, en la siguiente figura se observa el diagrama:

Figura 2.15 .- Diagrama de lazo de control cerrado



2.10.2. El control proporcional

La acción proporcional de este mecanismo describe cualquier forma de controlador donde la salida es una función directa de la variable proceso (PV) y el setpoint (SP):

$$m = K_p \cdot e + b$$

Donde:

m = Salida del controlador

e = Error (diferencia entre PV y SP)

K_p = ganancia proporcional

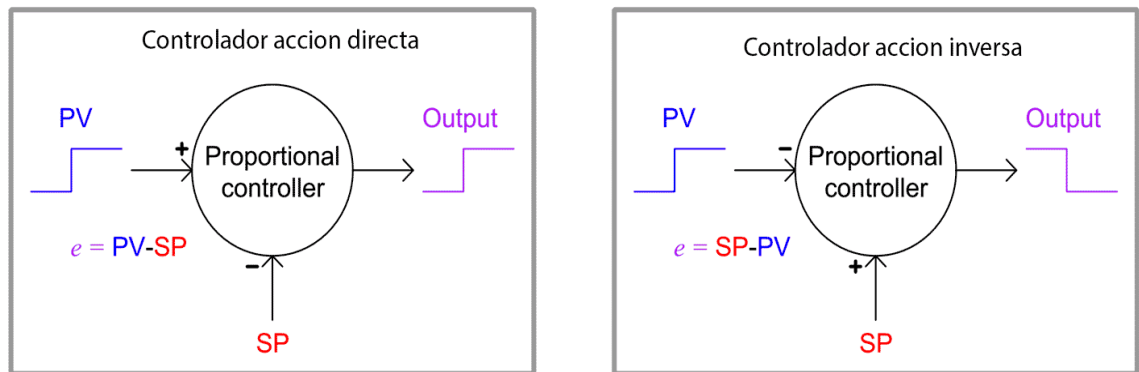
B = bias

El término error “e”, o la diferencia entre la variable proceso y el setpoint, puede ser calculado como SP-PV o PV-SP, dependiendo si el controlador debe producir una acción de incremento en la señal de salida en respuesta a un incremento en la variable de proceso (acción “directa”), o disminuir la señal de la salida en respuesta a un incremento en la variable de proceso (acción “inversa”):

$$m = K_p \cdot (PV - SP) + b \text{ (controlador proporcional de acción directa)}$$

$$m = K_p \cdot (SP - PV) + b \text{ (controlador proporcional de acción inversa)}$$

Figura 2.16.- Diagramas del tipo de acción del controlador proporcional



Fuente: (Villajulca, 2018)

La acción directa o acción inversa, se refiere a la reacción que va a tener la variable de proceso (PV), por lo tanto la señal de salida de un controlador de acción directa van en la misma dirección que la señal de PV y la salida de un controlador de acción inversa van en dirección contraria a la dirección de la señal PV. La dirección de la acción requerida de un controlador está determinada por la naturaleza del proceso, del transmisor y del elemento final de control.

Después que el error ha sido calculado, el controlador entonces multiplica la señal del error (e) por una constante llamada ganancia (K_p), la cual es programada dentro del controlador. El resultado, más una señal llamada “bias”, viene a ser la señal de salida del controlador que se envía a la válvula en proporción. En este caso, la ganancia de un controlador proporcional es el ratio del cambio de la **señal de**

salida sobre el **cambio en la señal de entrada** o en términos prácticos la ganancia nos dice que tan **agresivo** reacciona el controlador a los cambios en la entrada (PV o SP).

El valor bias de un controlador proporcional, es la salida del controlador cuando la variable proceso es igual al setpoint, es decir una condición de error 0 o comúnmente un estado de equilibrio. Sin el término **bias** en la ecuación de control proporcional la válvula siempre regresaría a una condición de cerrada completamente si la variable de proceso alcanza el valor del setpoint. El término bias permite al elemento final de control alcanzar un estado diferente a cero cuando llega al setpoint. (Villajulca, 2018)

En el sistema de control de nivel para un tanque, la posición del medidor de nivel fija la posición del vástago de la válvula de control, esto es un sistema de control proporcional que ayudará a regular el nivel del líquido dentro del tanque. Si el operador deseara cambiar el setpoint de este sistema de control de nivel, el cambio sería proporcional.

CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO

3.1.TIPO DE LA INVESTIGACIÓN

- Tipo de orientación. - Aplicada, puesto que emplearemos la teoría y cálculos ya desarrollada en la norma API 650 y el D.S 0.52-93-EM, acerca del diseño de tanques de almacenamiento atmosféricos, no obstante, también se adaptarán algunas consideraciones técnicas necesarias propias de acuerdo las particularidades del tipo de operación de la Refinería en estudio.
- Nivel. - Descriptiva, dado que se pretende explicar de manera organizada la forma de diseñar un tanque de almacenamiento de petróleo de la Refinería y el control automático de este proceso, estudiando el comportamiento de las variables más relevantes que pueden afectar su construcción, como ubicación, relieve, materiales a emplear y la automatización.
- Método. - Método analítico.: observaremos el sistema actual en forma global para identificar y caracterizar sus principales componentes, para posteriormente proporcionar el diseño apropiado y su control automático.

3.2. COBERTURA DEL ESTUDIO

- Población. - Esencialmente la unidad de análisis para el presente proyecto es el área de almacenamiento y movimiento de producto, sin embargo, esta correlacionado con el área de control operativo y producción.

3.3. DISEÑO DE LAS TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

3.3.1. Técnicas

- Observación directa, para detectar los problemas que presenta el desarrollo de actividades de Almacenamiento de petróleo.
- Datos históricos, recolección de datos históricos de la evolución de las variables relevantes.

3.3.2. Instrumentos

- Libreta de apuntes.
- Software: Microsoft Excel, Autocad
- Normas nacionales e internacionales.

CAPITULO IV: DISEÑO DEL TANQUE DE PETROLEO

4.1. DETERMINACIÓN DEL TANCAJE DE PETROLEO CRUDO

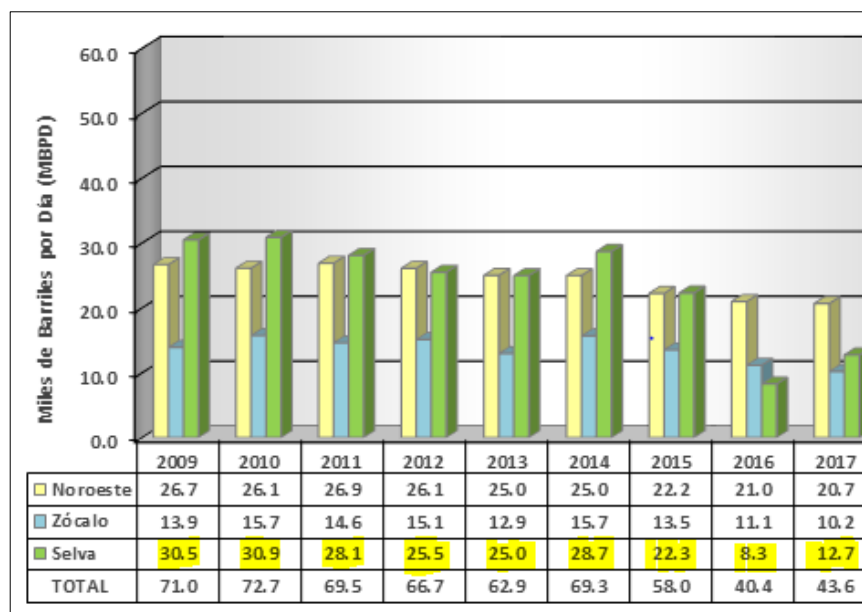
Para el diseño del sistema de almacenamiento, se requiere primero determinar la capacidad en volumen del crudo que necesita la refinería, para lo cual se analizaron los siguientes aspectos:

4.1.1. Situación y pronóstico de abastecimiento de petróleo crudo para la Refinería

La refinería de estudio opera en la zona Selva, por lo que se abastece principalmente del crudo de la zona, que proviene de la Selva norte y centro, por medio de barcazas por río llega el crudo a los muelles de la refinería para su descarga.

La producción de petróleo del año 2009 al 2015 ha sido mayor en la zona selva en comparación al noreste y zócalo, siendo el volumen fiscalizado en el año 2010 de máxima producción de 30.9 MBPD; sin embargo, en el año 2016 la producción fue de 8.6 MBPD y en el año 2017 de 12.7 MBPD, debido a protestas y problemas en la zona que impidieron el transporte fluvial. Como se puede ver el **cuadro 4.1.** la producción la producción hasta el 2015 se mantuvo por encima de los 18 MBPD

Figura 4.1.- Producción fiscalizada de petróleo 2009-2017



Fuente: Perúpetro

En el año 2018, se recuperó la capacidad de producción fiscalizada de petróleo crudo en la selva, desde el mes de enero a octubre 2018, fue en promedio 21 885 BPD (Véase Anexo 1), correspondiendo a 07 lotes petroleros de la zona.

El pronóstico de Perúpetro para la producción de petróleo de los próximos años para los 07 lotes de la selva, es creciente (Véase Anexo 2), siendo el pronóstico en el año 2022 un aproximado de 28 348 BPD.

El abastecimiento de crudo también puede ser mixto, es decir, petróleo importado como nacional, cuando las condiciones así lo ameriten, en especial en lo referente a la oferta, precio y la disponibilidad de vías de acceso; en dicho caso según la ubicación el petróleo puede ser importando de Brasil.

Teniendo en cuenta la situación descrita y el pronóstico del abastecimiento de petróleo para la refinería, se tendría el volumen requerido para la capacidad de diseño de refinación (12 MBPD).

4.1.2. Evaluación de la capacidad para mantener el inventario adecuado

- ✓ De acuerdo a la legislación vigente en el Art. 43 del D.S. 045-2001-EM, los Productores y Distribuidores Mayoristas que tengan capacidad de almacenamiento

propia o contratada deberán mantener en cada Planta de Abastecimiento, una existencia media mensual mínima de cada combustible almacenado, equivalente a quince (15) días calendario de su Despacho promedio de los últimos seis (6) meses calendario anteriores al mes del cálculo de las existencias, las existencias se considerarán netas descontando fondos. En ese sentido se debería considerar este control como punto crítico la existencia de la materia crudo para producir los productos terminados para 15 días calendarios.

- ✓ El petróleo crudo, proviene de la Selva norte y centro, el cual es transportado por río hasta la refinería, en ese sentido el transporte fluvial se ve afectado en época de vaciante, que sucede entre los meses de agosto y octubre, debido a que la navegabilidad se dificulta, incrementándose los días de tránsito.
- ✓ Considerando el tiempo de transporte para el abastecimiento de crudo, que incluye transporte de embarcación de ida, embarque de materia prima, transporte de embarcación de retorno, imprevistos y de fuerza mayor, se tiene el siguiente **Cuadro 4.1**, con los días aproximados para el transporte de crudo.

Cuadro 4.1.- Tiempo aproximado de transporte de crudos

CRUDOS	DÍAS
CRUDO A	14
CRUDO B	12
CRUDO C	26
CRUDO D	25
CRUDO E	26

Teniendo esas consideraciones se propone un inventario de 40 días, que permite el manejo y abastecimiento continuo de materia prima y la producción de sus derivados para su mercado.

4.1.3. Evaluación de la capacidad de refinación y almacenamiento

Para determinar la capacidad de almacenamiento es importante determinar el volumen necesario sobre una base diaria de producción (dieta diaria), además es importante asegurarse que el volumen sea el suficiente para operar por varios días, durante el tiempo promedio de entrega de petróleo sin necesidad de vaciar el tanque, asimismo es importante indicar que los tanques deben ser llenados a un nivel que no exceda el 90 % de su capacidad.

La demanda de diésel cada año incrementa. La producción ofertada actual de dicho combustible no abastece la demanda desde hace varios años. La refinería de estudio abastece en un mayor porcentaje a la zona de influencia, pero no en su totalidad, por lo que se entiende que la refinería podría incrementar su procesamiento de crudo para satisfacer dichas demandas.

En el año 2016 debido a los problemas de la vía fluvial, la producción ha sido la menor p, sin embargo, normalmente opera a 8 MBPD aproximadamente, llegando hasta 9.2 MBPD en el año 2015.

La refinería tiene una capacidad original de 10.5 MBPD para procesar en la unidad de destilación primaria. Operar la UDP a cargas bajas permite que el producto residual se incremente a los productos intermedios, lo que afecta significativamente a la calidad de estos productos. Es importante indicar que la refinería tiene permiso del ente Osinergmin de procesar hasta 12MBPD.

Tales situaciones se reducen en la siguiente ecuación:

$$C = \frac{BN}{0.9}$$

Donde:

B: Uso diario (dieta diaria)

N: Días de reservas (inventario)

C: Capacidad de almacenamiento para seguridad de almacenamiento efectivo

Se evalúan diferentes escenarios de carga de refinación de petróleo para un inventario de 40 días calendarios, obteniéndose un déficit de almacenamiento de

petróleo de 155 551 Bls para una carga promedio actual de 8.5 MBPD, 199 996 Bls para una carga según diseño original de 10.5 MBPD, y 244 440 Bls a su máxima carga original de diseño, como se puede observar en el **Cuadro 4.2**. La capacidad de almacenamiento constituye una pieza limitante en la capacidad de procesamiento de la planta, si la operación decidiera aumentar su mercado de ventas, esto sería una desventaja totalmente.

Cuadro 4.2.- Capacidad de almacenamiento de petróleo que requiere la Refinería, según dieta diaria a UDP.

Concepto	B. Dieta a UDP (BPD)	N: Inventario (días)	Volumen neto (Bls)	C: Capacidad de almacenamiento (Bls)	Déficit (Bls) para un volumen bruto actual
Escenario 1	8 500	40	340 000	377 777	155 551
Escenario 2	9 500		380 000	422 222	199 996
Escenario 3 (carga original)	10 500		420 000	466 666	244 440

Considerando que el volumen requerido para la carga original es 244 440 Bls se propone 2 o 3 tanques para cubrir dicho volumen y que permitan distribuir las diferentes calidades de crudo.

4.2. SELECCIÓN DEL LUGAR Y PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE TANQUES.

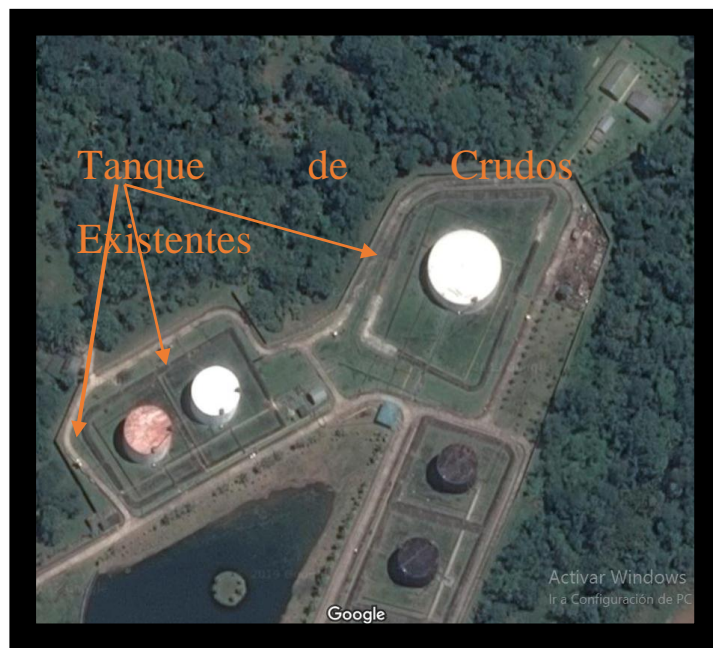
4.2.1. Selección del lugar

La refinería tiene una determinada área para los tanques de almacenamientos, distribuidos según el tipo fluido y el movimiento de estos en la planta, para el petróleo crudo cada tanque tiene sus respectivas áreas estancas.

Además, el artículo 29 del D.S. 052-93-EM recomienda que los tanques que contienen petróleo o líquidos de bajo punto de inflamación sean ubicados en áreas lejanas de unidades de proceso (Área de refinación), linderos o zonas de alta ocupación, asimismo que, de ser posible, los tanques deberán agruparse de acuerdo a su riesgo (tipo de tanque o tipo de líquidos almacenados).

Los nuevos tanques de petróleo se ubicarán cerca a los tanques existentes (**ver Figura 4.1.**), para mantener la distribución y realizar la interconexión con los tanques existentes, sin embargo, se puede observar que el área disponible es limitada.

Figura. 4.2.- Imágen Satelital de la ubicación de los Tanques de Crudo



Fuente: Google Maps, 2018

Las áreas estancas de seguridad estarán formadas por diques estancos sobre un suelo impermeable.

4.2.2. Propuesta de implementación de tanques

Considerando la capacidad proyectada de 244 440 Bls, la ubicación de los tanques existentes, el área disponible, asimismo la norma API 650, en los siguientes aspectos:

- ✓ La capacidad volumetrica del área estanca no será menor al 110% del tanque mayor o del volumen del mayor tanque sin considerar el volumen desplazado por los otros tanques.
- ✓ Las distancias mínimas entre tanques adyacentes, que en el caso de petróleo, se aplicará que la distancia no será menor que la mitad de la suma de sus diámetros.

Analizando también que la carga a la unidad de destilación primaria de la refinería es la mezcla de más de un tipo de petróleo crudo (de diferentes orígenes) y por tanto de características y propiedades fisicoquímicas diferentes, se tiene en cuenta la incompatibilidad de crudos, por lo que se propone un mínimo de tres tanques de crudo, que permita el almacenamiento independiente por cada tipo de crudo procesado (ligero, mediano, pesado).

Considerando dichos aspectos, se realizan los respectivos cálculos (vease Anexo 3), y se plantea la implementación de tres tanques, de las siguientes capacidades:

Cuadro 4.3.- Capacidad bruta de nuevos tanques propuestos

Tanques nuevos propuestos	Capacidad bruta (Bls)
TK-1	90 000
TK-2	60 000
TK-3	100 000
Total	250 000

Los tanques propuestos de denominaciones TK-1 y TK-2, estarán adyacentes al tanque existente TK-8, se puede observar la ubicación en la **Figura 4.3**, cumpliendo la distancia mínima entre el TK-8 y los nuevos tanques, 20 m y 22 m respectivamente.

Los tanques TK-1 y TK-2 estarán en un área de cubicación mayor al 110% (considerando el volumen desplazado por este), por lo que el área requerida será mayor a 9981.58m².

Figura 4.3 .- Propuesta de ubicación de 02 tanques nuevo TK-1 y TK-2



Para el tanque propuesto de denominación TK-3, se propone dos opciones, la primera ubicar el tanque en una misma área estanca con el TK-6 o ubicarlo en una área estanca aislada, como se puede observar en la **Figura 4.4** , cumpliendo la distancia mínima entre el TK-6 y TK-7 20 m y 25 m respectivamente.

El tanque TK-3 estará en un área de cubicación mayor al 110% (considerando el volumen desplazado por este), por lo que el área requerida será mayor a 11 307 m².

Figura 4.4.- Propuesta de ubicación de 01 tanques nuevo TK-3



4.3. FACTORES PARA EL DISEÑO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO PARA PETROLEO

4.3.1. Calidad del fluido a almacenar

La oferta de petróleo crudo (fluido a almacenar) en la selva es muy variada, sin considerar el crudo de importación. En el **Cuadro 4.4** se observan hasta 6 crudos de lotes distintos, de propiedades físicas diferentes. El API varía de 19 a 45 °API, la cantidad porcentual de BSW es de 0.06 a 0.26 %, sin embargo, la cantidad de borra es muy variable, la cantidad de sal va de 0.10 a 8.11 PTB.

Cuadro 4.4.-Calidad del Petróleo en la Selva en el año 2017

CALIDAD DEL PETRÓLEO 2017					
ZONA	OPERADOR	LOTE	°API (60 °F)	BS&W (%)	SAL (PTB)
SELVA	PLUSPETROL NORTE	8	23.95	0.14	3.28
	PACIFIC STRATUS	192	19.95	0.26	8.11
	MAPLE	31-B	38.19	0.05	0.10
	MAPLE	31-D	41.40	0.06	0.14
	MAPLE	31-E	29.16	0.09	0.20
	CEPSA	131	44.97	0.05	1.52

También se debe evaluar los otros crudos de zonas aledañas en la Selva Norte y Central, cuya producción ha parado temporalmente, pero que su contrato de explotación está vigente, por lo que también son considerados como posibles petróleos para la dieta de la Refinería como se observa en el **Cuadro 4.5**.

Cuadro 4.5.- Lotes de petróleos crudos, con producción parada temporalmente - 2016

EMPRESA	LO TE	°API (60°F)	BSW (%)	COMENTARIO
PERENCO	67	14.54	0.44	Paro temporal desde Mayo 2016, reactivado en octubre 2018
Petróleos del Perú S.A.	64	33.0	--	Paró desde en 2012

Existen otros operadores en la Selva que están en exploración con reservas significativas de crudo ligero y pesado, que podrían satisfacer futuras demandas:

Cuadro 4.6.- Lotes de crudo en etapa de exploración con reservas probadas y probables - 2017

EMPRESA	LOTE	°API	COMENTARIO
Gran Tierra Energy	95	18.5	Crudo Bretaña
Pacific Rubiales Energy	126	53	Crudo Sheshea

Los tipos de crudos en general se clasifican según grado API, de la siguiente manera:

- ✓ **Crudo ligero o liviano**, de °API mayor a 30°, contiene hidrocarburos de bajo peso molecular, por lo que se obtiene mayor cantidad de gasolina y diésel.
- ✓ **Crudo medio o mediano**, de °API entre 22 y 29.9°, contiene mayor porcentaje de hidrocarburos de mediano y bajo peso molecular.

- ✓ **Crudo pesado**, de °API entre 21.9 y 10°, contiene mayor porcentaje de hidrocarburos de mediano peso molecular, lo cual lo hace más complicado de transportar.
- ✓ **Crudo extrapesado**, de °API inferior a 10°.

Siguiendo la clasificación por °API, se tiene crudos ligero, mediano y pesado. El crudo de los lotes 192 y 67 es pesado, lo cuales podrían hacer sinergia con los otros crudos. Mientras que los lotes 64, 131, y 31D son crudos ligeros.

El lote 192 es considerado el lote más grande del país, siguiendo el lote 67, estos crudos pueden ser mezclados con un cierto porcentaje de crudo liviano o mediano, necesariamente considerando el porcentaje de compatibilidad de crudo, para obtener el petróleo que puede ser admitido a la UDP, en ese caso se puede utilizar el tanque existente TK-8 de capacidad de 108 MB de techo fijo para el almacenamiento de estos tipos de crudos. Es importante indicar que el petróleo del lote 67 con mezcla de otros crudos en anteriores años ha sido admitido en la UDP.

Los crudos de calidad ligero y mediano pueden ser almacenados en los nuevos tanques propuestos, TK-1 y TK-2 respectivamente, con las características de diseño adecuado.

4.3.2. Compatibilidad de crudos

La mezcla de petróleos crudos se realiza con el objetivo de obtener un determinado rendimiento de productos que cumplan con las especificaciones requeridas por la normativa vigente, manejándose de esta manera el inventario de petróleos crudos que se almacenan en los tanques.

En la actualidad la refinería realiza la mezcla de crudos de varios orígenes y en variables proporciones, no considerándose criterios de compatibilidad y parámetros de estabilidad.

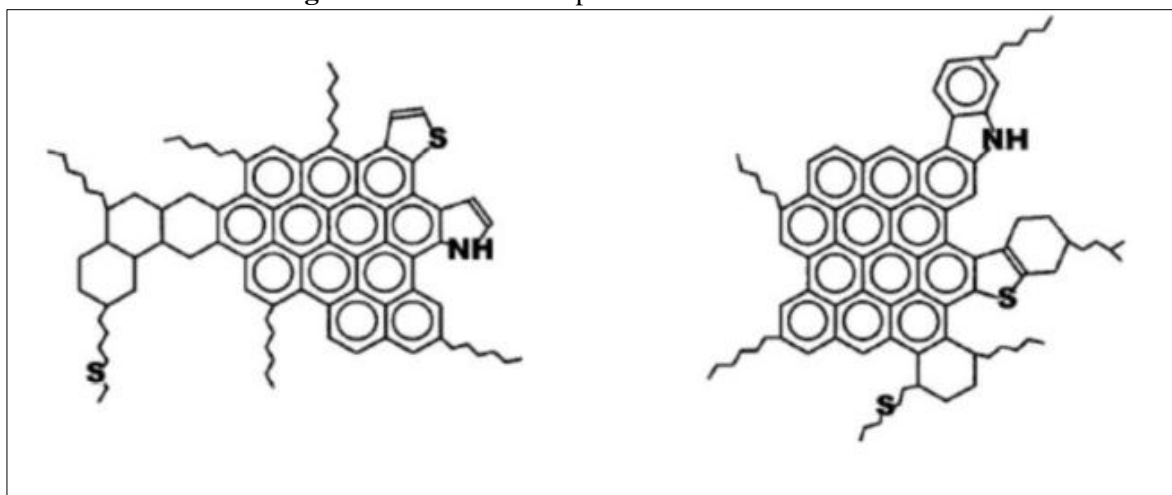
Estos petróleos crudos, componentes de la carga, se mezclan en proporciones variables según el tipo, cantidad y calidad de los productos finales que se desean obtener como resultado del proceso de refinación.

Es justo en la mezcla donde se origina el problema: dos o más crudos incompatibles entre sí, en proporciones no compatibles, resultarán en un crudo inestable, en el cual los asfaltenos se aglomerarán y posteriormente precipitarán junto con la borra. La precipitación de asfaltenos se origina al combinar crudos incompatibles que generan mezclas inestables (presencia de asfaltenos precipitados). Esto origina depósitos sólidos en los diferentes equipos de procesos, como tanques, tuberías, intercambiadores de calor, UDP etc., ocasionando serios problemas operacionales. (GARCIA, 2014).

Estructura química

Su estructura es muy variada depende del crudo del cual proviene, tiene núcleo aromático condensado con cadenas alquílicas laterales y heteroátomos incorporados en muchas estructuras cíclicas, se encuentran con azufre, nitrógeno y oxígeno, como se puede observar en la siguiente figura.

Figura 4.5.- Estructura tipo de los asfaltenos



Factor que contribuyen la precipitación

- ✓ Naturaleza de crudo
- ✓ Mezcla de crudos incompatibles
- ✓ Temperatura
- ✓ Presión

Medidas preventivas

La mezcla de proporciones volumétricas adecuadas del petróleo da la estabilidad requerida de crudo, evita la sedimentación de asfaltenos y otros componentes, por lo que es importante implementar un sistema de mezcla automatizado de proporciones adecuadas.

Si la inestabilidad de crudo y el uso de mezclas de crudos incompatibles es inevitable pueden tomarse las siguientes acciones:

- ✓ Químicas: Adición de inhibidores de floculación que retardan la precipitación o uso de dispersantes que mantienen petizados a los asfaltenos, adecuada para la tipología de crudos presentes en la zona.
- ✓ Térmicas: Aislamiento o calefacción activa
- ✓ Mécanicas: Eliminación periódica de residuos

4.3.3. Condiciones de Diseño de la UDP

La unidad de destilación primaria fue diseñado para crudos de °API de rango entre 25.5 y 37.5°, y una carga de 10.5 MBD.

En los últimos años la carga de crudos a la refinería ha variado entre 7.0 y 8.5 MBDC con un API entre 24.5 y 25.2°.

4.3.4. Facilidades para manejo de borra

Las borras se componen de tres elementos (lodos, agua, hidrocarburo). El tratamiento de la borra generada en los tanques de almacenamiento de la industria del petróleo constituye hoy en día uno de los problemas ambientales más graves a nivel mundial. Se han estudiado diferentes métodos de tratamiento para este tipo de residuos, desde procesos convencionales biológicos y físicos hasta llegar a métodos químicos, térmicos y combinaciones de los mismos, siempre buscando la forma más económica y eficiente, sin embargo, siempre será mejor prevenir la

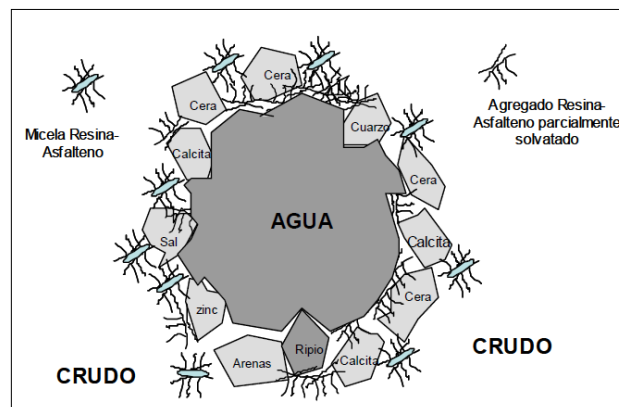
sedimentación de borra, logrando evitar costos económicos por recuperación o disposición de residuos.

La refinería cuenta con tres (03) tanques TK-6/7/8 que almacenan petróleo crudo, los mismos que hacen un total de 222 MB de capacidad y tienen más de 30 años de antigüedad. Debido a la limitada capacidad de almacenamiento solo fue posible realizar limpieza de borra y mantenimiento menor, a los Tanques TK-6 y TK-7. La mayor proporción de borra producida en la refinería se originó por incompatibilidad de hidrocarburos, los asfáltenos precipitaron en la borra, por lo cual se fue incrementando el contenido de borra en los tanques de crudo.

4.3.4.1. Caracterización fisicoquímica

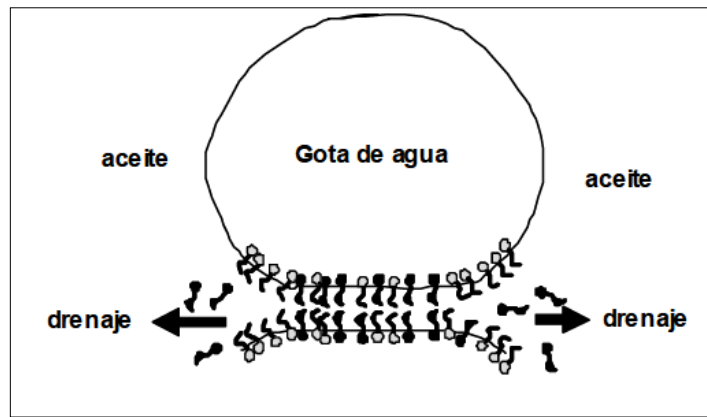
Los sólidos contenidos en la emulsión, no permiten que las gotas de agua suspendidas en el crudo se aglomeren para su decantación como se observa en la **Figura 4.6**, por lo cual es necesario un polímero que reduzca la banda de emulsión.

Figura 4.6.- Diagrama nivel molecular de la borra



- **Coalescencia:** Se define como un fenómeno irreversible en el cual las gotas pierden su identidad. Este fenómeno se produce sólo cuando se vencen las barreras energéticas y la película de fase continua entre las dos gotas.

Figura 4.7 .- Fenomeno de colescencia



- **Efecto de alto contenido de sólidos.**
 - Aumenta la tensión interfacial.
 - Forman una barrera viscosa que inhibe la coalescencia de las gotas.
 - Si el surfactante o partícula adsorbida en la interfase es polar, su carga eléctrica provoca que se repelan unas gotas con otras.

4.3.4.2. Tratamiento de recuperación de borra

Los tratamientos de borra son muy variados. El tratamiento fisicoquímico, consiste en la separación por fases, mezcla del crudo con agua a 45° aprox. y la adición de compuestos humectantes, desmulsificantes y polímeros:

- **Agentes Humectantes**
Remueven los sólidos que pueden ser dispersados en el petróleo o ser humectados con agua y pasar a esta fase

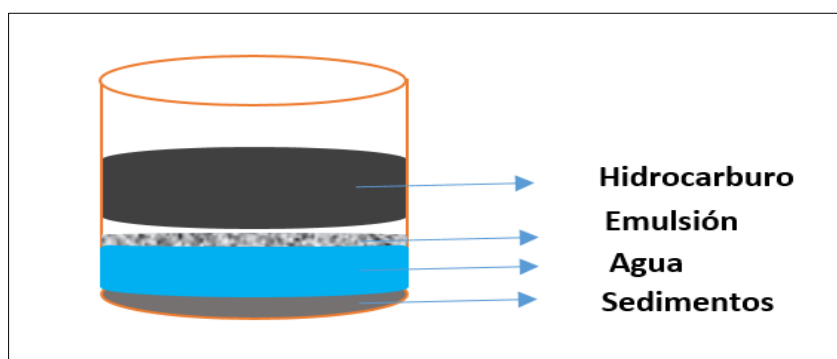
El compuesto químico tiene una terminal que atrae con fuerza al sólido y forma un recubrimiento sobre él. La otra terminal tiene una fuerte atracción por el agua y llevará la partícula hacia el agua.
- **Desemulsificante**
Ayuda a flocular las partículas de agua e interrumpe el film que las rodea y permitir que las gotas se unan.
- **Polímero**

Reduce el tamaño de la banda de emulsión.

Luego se deja reposar por un tiempo considerable, teniendo en cuenta análisis de BSW en laboratorio, hasta que la fase intermedia de la emulsión este en equilibrio con el hidrocarburo y agua más sedimentos,

En la figura 4.8 siguiente se observan las cuatro (04) fases de formación:

Figura 4.8.- Las cuatro (04) fases de formación



Fuente Propia

También existen otros métodos (**Cuadro 4.7**), más complejos, que han sabido mantenerse vigentes en el tiempo.

Cuadro 4.7 .- Metodos de Tratamiento de Borrás en cada una de sus Fases

	FASE	TRATAMIENTO PRIMARIO	TRATAMIENTO SECUNDARIO	TRATAMIENTO TERCIARIO
BORRAS - LODOS ACEITOSOS	ACEITE	Asentamiento y sedimentación	T. térmico T. químico. Centrifugación	Separación electrostática. Separación electromagnética
	ACUOSA	Asentamiento y sedimentación	Flotación Floculación Filtración	Tratamiento biológico Biodefenolización Biodesulfuración Oxigenación inducida. Filtros biológicos.
	SÓLIDOS	Separación física y tamizado	Lavado emulsionado Inyección de vapor Biosurfactantes	Biodegradación Estimulada e Intensiva

4.3.4.3. Consideraciones en la implementación de tanques

Por lo tanto, es importante impedir la precipitación de los asfáltenos y otros sedimentables, mediante la mezcla adecuado de crudos y de ser el caso, el uso de

aditivos (desmulsificantes, polímeros, etc.) para facilitar la separación del hidrocarburo.

Asimismo, considerar que los tanques tengan las facilidades para periódicamente realizar la limpieza debido a la acumulación de lodos que se sedimentan en los mismos (parafinas, asfáltenos y otros materiales inorgánicos presentes en el hidrocarburo), se entiende que a mayor tiempo de acumulación más difícil es su tratamiento, puesto que la emulsión se fortalece.

También sería importante que el tanque de crudo pesado tenga un intercambiador de calor, disminuyendo su viscosidad, para facilitar el manejo de borra y recupero de los hidrocarburos.

4.4. DISEÑO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO PARA PETROLEO.

4.4.1. Tanques de petróleo existentes

La refinería tiene tres tanques, la distribución se puede observar en el Anexo 1, en el tanque 6 se realiza la mezcla de crudo porque tiene un Jet mixer, el tanque 6 y 8 recibe el crudo de los muelles y no tiene mezcladores. Es por ello que mientras se está transfiriendo al tanque 6, también se cargando a la UDP, lo cual tiene en cierta manera un riesgo operativo.

El de mayor capacidad es el tanque T-8, la forma del fondo es cónica, por lo cual el volumen muerto es mayor (1,670 bls). El drenaje de agua de los fondos de este tanque se efectúa rápidamente y sin arrastre de aceites, debido que la línea de drenaje es de 8", a diferencia de los otros tanques de crudo que es de 4".

El techo de los tres es fijo, a pesar que almacenan crudos livianos y medianos, por lo que existen perdidas por evaporación.

Los tanques no cuentan con tubería guía en el punto de medición. El sistema consiste sólo en una brida abierta, usada también para el muestreo del crudo. Sus áreas estancas cumplen con el 110% del volumen almacenado. En los cuadros siguientes están las especificaciones de los tanques existentes:

Cuadro 4.8- Especificaciones de tanque T-6

Servicio	:	Almacenamiento de petróleo crudo y mezcla de crudos.
Nivel Máximo operativo	:	39' 8" (56,819 bls)
Nivel Mínimo operativo	:	4'0"0 (5,412.64 bls)
Altura de Referencia	:	42' 9" 2/8"
Altura Total anillos	:	41' 11" (12.78 m)
Diámetro Exterior	:	101' 4" 0/8" (30.9 m)
Man holes	:	2
Cámaras de espuma	:	2
Respiraderos (válvulas)	:	1
Tipo de válvulas respiradero	:	Presión / vacío
Jet de mezcla estático	:	SI
Toma alta	:	SI
Anillos	:	7 anillos

Cuadro 4.9- Especificaciones de tanque T-7

Servicio	:	Almacenamiento de Petróleo crudo
Nivel Máximo operativo	:	39' 8" (56,837.3 bls)
Nivel Mínimo operativo	:	4' 0" 0 (5,530.14 bls)
Altura de Referencia	:	42' 8" 5/8"
Altura Total anillos	:	42' 0" (12.8 m)
Diámetro Exterior	:	101' 4" 0/8" (30.9 m)
Man holes	:	2
Cámaras de espuma	:	2
Respiraderos (válvulas)	:	1
Tipo de válvulas respiradero	:	Presión / vacío
Jet de mezcla	:	NO
Toma alta	:	SI
Anillos	:	7

Cuadro 4.10- Especificaciones de tanque T-8

Servicio	:	Almacenamiento de petróleo Crudo
Nivel Máximo operativo	:	30 ´ 8" (100,186 bls)
Nivel Mínimo operativo	:	4 ´ 0" (14,579 bls)
Altura de Referencia	:	33 ´ 8" 0/8"
Altura Total anillos	:	32 ´ 8" 4/8" (9.96 m)
Diámetro Exterior	:	152 ´ 1" 0/8" (46.35 m)
Man holes	:	2
Cámaras de espuma	:	4
Respiraderos (válvulas)	:	2
Tipo de válvulas respiradero	:	Presión / vacío
Jet de mezcla	:	NO
Toma alta	:	SI
Anillos	:	6

4.4.2. Nuevos tanques de petróleo propuestos

De la evaluación de los factores para el diseño de tanque de almacenamiento de petróleo se requiere 6 tanques, lo cual permitirá almacenar crudo de forma segregada, de acuerdo a su procedencia o caracterización, esto permitirá seleccionar el tipo de crudo de acuerdo a las condiciones operativas a las que será sometidas en la unidad de destilación primaria, para la obtención de determinados productos, las que obedecerán a la demanda requerida por el mercado, dependiendo del contexto contractual (Diesel B5, Turbo A-1 o Gasolinas). Asimismo, permitirá realizar corridas de prueba con nuevos crudos, sin comprometer la producción normal con crudos de uso frecuente.

Tres de ellos (T-1,2,8) para recepción de la descarga de crudo de petróleo que llega al muelle, asimismo, almacenamiento según su calidad y compatibilidad comprobada por laboratorio. Serían 2 tanques para crudos livianos y mediano, los cuales serán

diseñados con techo flotante y domo; el tercero (T-8) teniendo en cuenta que tiene techo fijo, se usaría para los crudos pesados.

Los tanques (T-3,6,7), dos tanques se usarán para recepción de mezcla de crudo y los casos que se requiera la mezcla mediante Jet mixer, uno para la recepción de la mezcla y envío de crudo a la UDP, es importante tener un tanque exclusivo para la alimentación a la UDP, de tal manera que hay un mejor control y correcta operación de transferencia.

Cuadro 4.11.- Función de tanques existentes y nuevos

Tanques	Fluido almacenar	Función
Tanque nuevo T-1	Crudo liviano/mediano	Recepción y Almacenamiento
Tanque nuevo T-2	Crudo liviano/mediano	Recepción y Almacenamiento
Tanque existente T-8	Crudo pesado	Recepción y Almacenamiento
Tanque nuevo 3	Crudo mezcla / crudo mediano	Mezcla / Recepción de mezcla
Tanque existente 6	Crudo mezcla / crudo mediano	Mezcla / Recepción de mezcla
Tanque existente 7	Crudo mezcla / crudo mediano	Recepción de mezcla y envío a la UDP

4.4.3. Selección del techo del tanque de almacenamiento

El diseño se basa en las especificaciones y propiedades físicas de los productos a almacenar para determinar el tipo de techo del tanque que se requiere, especialmente en cuestión al tipo de techo. Los tanques de techo flotante se usan principalmente para reducir las pérdidas por evaporación de crudos ligeros y productos volátiles como las gasolinas. Los tres tanques que tiene la refinería son de techo fijo según los crudos que inicialmente se procesaban, pero actualmente la refinería almacena y procesa otros tipos como crudo ligero. La normativa nacional señala el requerimiento de estos tipos de tanques atmosféricos de techo flotante para ser utilizados en:

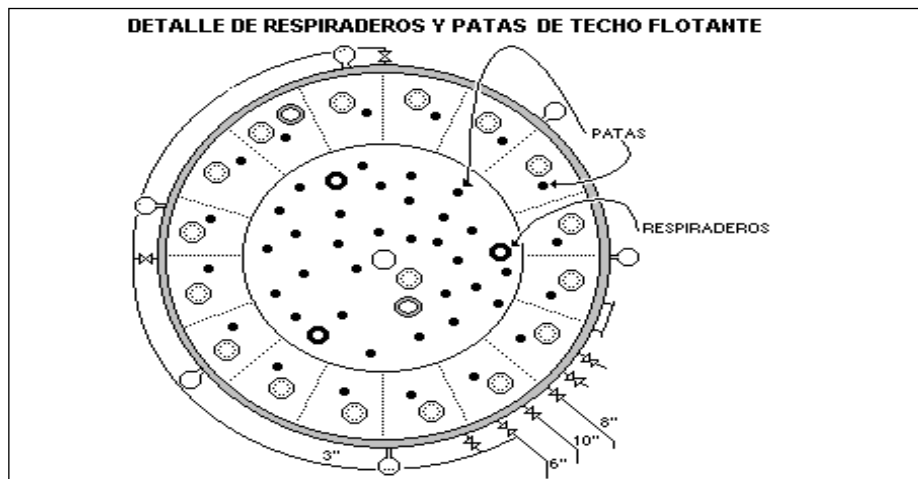
- Almacenamiento de líquidos con Presión de Vapor Reid mayor a 0.281 Kg/cm² abs (4 psia).
- Cuando el líquido es almacenado a temperaturas cercanas en 8.3 °C (15 °F) a su punto de inflamación o a temperaturas mayores.

- En tanques cuyo diámetro excede los 45.0 metros y sean destinados a almacenar líquidos de bajo punto de inflamación.
- Almacenamiento de líquidos con alta presión de vapor que son sensitivos a degradación por oxígeno.

Actualmente como mezcla se envía a la UDP un compuesto que tiene una presión de vapor mucho mayor a 4 psia, teniendo en cuenta que la UDP está diseñada para trabajar entre un rango de gravedad API de 25 – 36°, por lo que para el tanque mezcla necesariamente tiene que tener techo flotante. En ese sentido los 03 tanques nuevos deberán ser de techo flotante.

Un tanque de techo flotante interno tiene un techo fijo permanente y un techo flotante interno. El techo fijo reduce la velocidad del viento, el techo interno reduce el contacto entre la superficie del líquido y el espacio de vapor del tanque, en consecuencia, reduce la evaporación del líquido almacenado. El techo asciende y desciende con el nivel del líquido por efecto de los flotadores instalados sobre el mismo para tal fin.

Figura 4.9.- Techo flotante



4.4.3.1. Domo geodésico

Asimismo, en los tanques de techo flotante, se usará un domo geodésico de aluminio como techo fijo del tanque. El domo geodésico de aluminio es una estructura auto soportada y muy resistente, hace uso de las propiedades estructurales combinadas de la cúpula y del triángulo.

El domo de aluminio en la industria petrolera, se instala en tanques con techo flotante externo para reconvertirlo a interno o en tanques nuevos combinado con un techo interno flotante de aluminio (también llamados en Latinoamérica: membrana o membrana flotante, sabana o sabana flotante y manto o manto flotante). También se usan en arquitectura y en plantas de tratamiento de agua. Su importancia es por los siguientes aspectos:

- Reducen las emisiones. Efecto viento, lluvias y temperatura.
- Techo flotante no expuestos a los elementos.
- Contaminación producto.
- Disminuyen riesgo incendio por rayo, prácticamente nula

Entre las ventajas de un Domo versus un techo cónico externo de acero podemos mencionar:

- A pesar de los bajos costos iniciales que podría tener un techo cónico, los gastos de mantenimiento y mayores riesgos a largo plazo, han llevado a los operadores al uso masivo del Domo.
- Menor costo mantenimiento.
- No afectados por Corrosión. Pintura – Recubrimientos
- No requiere trabajo en caliente.
- Menores riesgos incidentales.
- Menor tiempo armado.
- Mayor capacidad del tanque.
- Eliminación columnas (cuando aplica):
 - ✓ Riesgos asociados con las columnas se eliminan.
 - ✓ Menores pérdidas por evaporación. No requiere cajas de sellado.

Figura 4.10 .- Domo geodésico de aluminio para tanque



4.4.4. Cuerpo del tanque

La sección 2 de la norma API 650, trata sobre la selección de materiales para los diferentes elementos que forman el tanque. A menos que se especifique otra cosa, el constructor puede escoger entre las opciones presentadas en la norma, en donde se indican seis grupos de materiales. Cuando un nuevo material no es completamente identificado conforme a las especificaciones listadas en esta norma, este debe pasar pruebas prescritas en el apéndice N de la norma API 650 como son: análisis químico y ensayo de impacto Charpy.

Los materiales usados en el Perú en base a sus condiciones ambientales relacionadas a la temperatura mínima del ambiente corresponden al grupo I como son ASTM A 283 Gr C, ASTM A36, en lo que respecta al cuerpo.

Los materiales para láminas del techo, perfiles estructurales, tubería, bridas, pernos y electrodos se seleccionarán de acuerdo a la norma en donde se encuentra una gama de materiales para estos elementos.

El espesor de la pared del cuerpo requerido para resistir la carga hidrostática será mayor que el calculado por condiciones de diseño o por condiciones de prueba

hidrostática. El espesor de la pared por condición de diseño, se calcula con base al nivel del líquido, tomando la densidad relativa del fluido establecido por el usuario. El espesor por condiciones de prueba hidrostática se obtiene considerando el mismo nivel de diseño, pero ahora utilizando la densidad relativa del agua

Cuando sea posible, el tanque podrá ser llenado con agua para la prueba hidrostática, pero si esto no es posible y el cálculo del espesor por condiciones de prueba hidrostática es mayor que el calculado por condiciones de diseño, deberá usarse el obtenido por condiciones de prueba hidrostática. El esfuerzo calculado de la carga hidrostática para cada anillo no deberá ser mayor que el permitido por el material y su espesor no será menor que el de los anillos subsecuentes.

El método denominado (1- pie) permitirá calcular el espesor requerido en el punto característico (0.3m) por encima del fondo de cada cordón del casco, solo se utilizará en tanques no mayores de 60 metros (200 pies), la fórmula es:

$$T_d = \frac{2.6D(H - 1)G}{S_d} + CA$$

Donde:

T_d = Espesor de placas por condición de diseño en operación (pulg).

D = Diámetro nominal del tanque (pies).

H = Nivel de Diseño de Líquido (pies).

G = Densidad Relativa del líquido almacenado, especificado por el comprador (0.85).

S_d = Esfuerzo permisible en condición de diseño (Lib/pulg²).

Ca = corrosión permisible en condición de diseño (Lib/pulg²).

Posterior a ello se procederá a evaluar la prueba hidrostática:

$$T_t = \frac{2.6D (H - 1)G}{S_t}$$

Donde:

T_t = Espesor de placa por condición de prueba hidrostática (plgs).

G = Densidad relativa del líquido almacenado, especificado por el comprador ($G = 1.0$).

St = Esfuerzo permisible en condición de prueba hidrostática (Lib/pulg²).

Para esto es necesario saber la especificación de la placa y su grado, para eso se trabajara con la tabla 3-2, API- 650 que a continuación se presenta:

Figura 4. 11. - Materiales Permisibles de planchas y esfuerzos admisibles

Especificación de la placa	Grade	Mínimo esfuerzo resistente MPa (psi)	Mínimo esfuerzo de tensión MPa (psi)	Producto Esfuerzo de diseño MPa (psi)	Esfuerzo de prueba hidrostática st MPa (psi)
Especificaciones ASTM					
A 283M	C	205 (30,000)	380 (55,000)	137 (20,000)	154 (22,500)
A 285M	C	205 (30,000)	380 (55,000)	137 (20,000)	154 (22,500)
A 131M	A, B, CS	235 (34,000)	400 (58,000)	157 (22,700)	171 (24,900)
A 36M	—	250 (36,000)	400 (58,000)	160 (23,200)	171 (24,900)
A 131M	EH 36	360 (51,000)	490 ^a (71,000 ^a)	196 (28,400)	210 (30,400)
A 573M	400	220 (32,000)	400 (58,000)	147 (21,300)	165 (24,000)
A 573M	450	240 (35,000)	450 (65,000)	160 (23,300)	180 (26,300)
A 573M	485	290 (42,000)	485 ^a (70,000 ^a)	193 (28,000)	208 (30,000)
A 516M	380	205 (30,000)	380 (55,000)	137 (20,000)	154 (22,500)
A 516M	415	220 (32,000)	415 (60,000)	147 (21,300)	165 (24,000)
A 516M	450	240 (35,000)	450 (65,000)	160 (23,300)	180 (26,300)
A 516M	485	260 (38,000)	485 (70,000)	173 (25,300)	195 (28,500)
A 662M	B	275 (40,000)	450 (65,000)	180 (26,000)	193 (27,900)
A 662M	C	295 (43,000)	485 ^a (70,000 ^a)	194 (28,000)	208 (30,000)
A 537M	1	345 (50,000)	485 ^a (70,000 ^a)	194 (28,000)	208 (30,000)
A 537M	2	415 (60,000)	550 ^a (80,000 ^a)	220 (32,000)	236 (34,300)
A 633M	C, D	345 (50,000)	485 ^a (70,000 ^a)	194 (28,000)	208 (30,000)
A 678M	A	345 (50,000)	485 ^a (70,000 ^a)	194 (28,000)	208 (30,000)
A 678M	B	415 (60,000)	550 ^a (80,000 ^a)	220 (32,000)	236 (34,300)
A 737M	B	345 (50,000)	485 ^a (70,000 ^a)	194 (28,000)	208 (30,000)
Especificaciones CSA					
G40.21M	260W	260 (37,700)	410 (59,500)	164 (23,800)	176 (25,500)
G40.21M	300W	300 (43,500)	450 (65,300)	180 (26,100)	193 (28,000)
G40.21M	350W/T	350 (50,800)	480 ^a (69,600 ^a)	192 (27,900)	206 (29,800)
G40.21M	350W	350 (50,800)	450 (65,300)	180 (26,100)	193 (28,000)
Norma Nacional					
	37	205 (30,000)	365 (52,600)	137 (20,000)	154 (22,500)
	41	235 (34,000)	400 (58,300)	157 (22,700)	171 (25,000)
	44	250 (36,000)	430 (62,600)	167 (24,000)	184 (26,800)
ISO 630					
E 275	C, D	265 (38,400)	61,900 (61,900)	170 (24,700)	182 (26,500)
E 355	C, D	345 (50,000)	71,000 ^a (71,000 ^a)	196 (28,400)	210 (30,400)

Fuente: norma API 650

Para tanque nuevo TK-1:

Cuadro 4.12.- Datos para el cálculo de espesor de placas de TK-1

Diámetro nominal (pies)	H: Nivel (pies)	°API	G: Densidad relativa	h máx. del líquido (pie)
134.48	31.816	23	0.916	33

Cuadro 4.13.- Resultados del cálculo de espesor de placas de TK-1

# anillo	Altura de calculo (H)		Espesor de Operación (td)		Espesor en prueba Hidrostatica (t)	
	mm	pies	mm	pulg	mm	pulg
1	9698.74	31.82	12.41	0.49	10.07	6/16
2	8113.78	26.62	10.58	0.42	8.37	5/16
3	6528.82	21.42	8.76	0.34	6.67	4/16
4	4943.86	16.22	6.94	0.27	4.97	3/16
5	3358.90	11.02	5.11	0.20	3.27	2/16
6	1773.94	5.82	3.29	0.13	1.57	1/16

Para tanque nuevo TK-2:

Cuadro 4.14.- Datos para el cálculo de espesor de placas de TK-2

Diámetro nominal (pies)	H: Nivel (pies)	°API	G: Densidad relativa	h max del líquido (pie)
101.68	32.144	45	0.802	33.5

Cuadro 4.15.- Resultados del cálculo de espesor de placas de TK-2

# anillo	Altura de calculo (H)		Espesor de Operación (td)		Espesor en prueba Hidrostatica (t)	
	mm	pies	mm	pulg	mm	pulg
1	9797.49	32.144	8.83	0.35	6.73	4/16
2	8212.53	26.944	7.62	0.30	5.61	4/16
3	6627.57	21.744	6.41	0.25	4.48	3/16
4	5042.61	16.544	5.21	0.21	3.36	2/16
5	3457.65	11.344	4.00	0.16	2.24	1/16
6	1872.69	6.144	2.79	0.11	1.11	1/16

Para tanque nuevo TK-3:

Cuadro 4.16.- Datos para el cálculo de espesor de placas de TK-3

Diámetro nominal (pies)	H: Nivel (pies)	°API	G: Densidad relativa	h max del líquido (pie)
153.83	32.8	26	0.898	34.2

Cuadro 4.17.- Resultados del cálculo de espesor de placas de TK-3

# anillo	Altura de calculo (H)		Espesor de Operación (td)		Espesor en prueba Hidrostatica (t)	
	mm	pies	mm	pulg	mm	pulg
1	9997.44	32.8	14.11	0.56	11.66	7/16
2	8412.48	27.6	12.06	0.47	9.75	6/16
3	6827.52	22.4	10.02	0.39	7.84	5/16
4	5242.56	17.2	7.97	0.31	5.94	4/16
5	3657.6	12	5.93	0.23	4.03	3/16
6	2072.64	6.8	3.88	0.15	2.13	1/16

4.4.5. Casco del tanque

Cálculo del espesor por el método del punto de diseño variable

Procedimiento que proporciona una reducción en el espesor del casco y en el peso total del material, sin embargo, su potencial nos permitirá la construcción de tanques de diámetro más grande dentro de la limitación del espesor de plancha máximo.

Este método entrega un espesor de casco cerca del punto de diseño que resulta en el cálculo de esfuerzo del casco circunferencial, además se utiliza cuando el comprador no ha especificado que el método de 1 – pie, se formula en la siguiente manera:

$$LH_{max} \leq 2$$

De Donde L:

$$L = 6 D T t^{0.5} \text{ pulg.}$$

D = Diámetro del tanque (pies).

Tt = Espesor de la placa del primer anillo (pulg).

H máx. = Altura máxima del casco (pies).

Si se cumple la relación de ser ≤ 2 , se acepta el valor calculado caso contrario estaríamos mal en nuestro diseño.

Para el adeudo de espesores, el procedimiento es similar variando únicamente la altura

Para tanque nuevo TK-1:

Cuadro 4.18.- Resultados del cálculo de espesor de casco de TK-1

# anillo	Altura de cálculo (H)		L		L/Hmax	Según API - 650
	mm	pies	pies	mm		
1	9698.74	31.82	19.852	6050.76	0.624	≤ 2
2	8113.78	26.62	18.335	5588.50	0.689	≤ 2
3	6528.82	21.42	16.681	5084.38	0.779	≤ 2
4	4943.86	16.22	14.844	4524.44	0.915	≤ 2
5	3358.90	11.02	12.745	3884.61	1.157	≤ 2
6	1773.94	5.82	10.223	3116.05	1.757	≤ 2

Para tanque nuevo TK-2:

Cuadro 4.19.- Resultados del cálculo de espesor de casco de TK-2

# anillo	Altura de cálculo (H)		L		L/Hmax	Según API - 650
	mm	pies	pies	mm		
1	9797.49	32.144	14.56	4438.09	0.453	≤ 2
2	8212.53	26.944	13.53	4123.61	0.502	≤ 2
3	6627.57	21.744	12.41	3783.08	0.571	≤ 2
4	5042.61	16.544	11.18	3408.69	0.676	≤ 2
5	3457.65	11.344	9.80	2987.76	0.864	≤ 2
6	1872.69	6.144	8.19	2496.84	1.333	≤ 2

Para tanque nuevo TK-3:

Cuadro 4.20.- Resultados del cálculo de espesor de casco de TK-3

# anillo	Altura de cálculo (H)		L		L/Hmáx	Según API - 650
	mm	pies	pies	mm		
1	9997.44	32.8	22.64	6901.90	0.690	≤ 2
2	8412.48	27.6	20.94	6382.01	0.759	≤ 2
3	6827.52	22.4	19.08	5815.83	0.852	≤ 2
4	5242.56	17.2	17.02	5188.22	0.990	≤ 2
5	3657.6	12	14.68	4473.41	1.223	≤ 2
6	2072.64	6.8	11.88	3620.12	1.747	≤ 2

Según lo evaluado a las condiciones descritas, corresponde usar el material del grupo I ASTM A36.

4.4.6. Fondo del tanque

Cálculo de placa anular del fondo

Se tomara como dato el esfuerzo máximo de trabajo en el primer anillo con su espesor real T_d , T_t y con su altura máxima del líquido esto nos permitirá comprobar si cumple, que su esfuerzo permisible en condición de diseño sea mayor a nuestro esfuerzo calculado para eso se comparan estas cantidades mediante la fórmula:

$$S_d = \frac{2.6 D (H-1)G}{T_d - C_a} \leq S_d \text{ (Esfuerzo permisible en condición de diseño) se cumpliría.}$$

A su vez se comprobaría también en prueba hidrostática:

$$S_t = \frac{2.6 D (H-1)G}{S_t} \leq S_t \text{ (Esfuerzo permisible en condición de diseño) se cumpliría.}$$

Como los valores de S_d y S_t son menores a los tabulados en la tabla 3.2 del API-650 por lo tanto se permite utilizar traslapes de la placa anular con las placas del fondo del tanque.

Figura 4.12.- Espesores para planchas de fondo anular

Unidades SI				
Espesor nominal de plancha de 1er cordon (mm)	Esfuerzo prueba hidrostática 1er cordon del casco (MPa)			
	≤ 190	≤ 210	≤ 230	≤ 250
$t \leq 19$	6	6	7	9
$19 < t \leq 25$	6	7	10	11
$25 < t \leq 32$	6	9	12	14
$32 < t \leq 38$	8	11	14	17
$38 < t \leq 45$	9	13	16	19
Unidades US				
Espesor nominal de plancha de 1er cordon (plg)	Esfuerzo prueba hidrostática 1er cordon del casco (lb/in ²)			
	≤ 27,000	≤ 30,000	≤ 33,000	≤ 36,000
$t \leq 0.75$	$\frac{1}{4}$	$\frac{1}{4}$	$\frac{9}{32}$	$\frac{11}{32}$
$0.75 < t \leq 1.00$	$\frac{1}{4}$	$\frac{9}{32}$	$\frac{3}{8}$	$\frac{7}{16}$
$1.00 < t \leq 1.25$	$\frac{1}{4}$	$\frac{11}{32}$	$\frac{15}{32}$	$\frac{9}{16}$
$1.25 < t \leq 1.50$	$\frac{5}{16}$	$\frac{7}{16}$	$\frac{9}{16}$	$\frac{11}{16}$
$1.50 < t \leq 1.75$	$\frac{11}{32}$	$\frac{1}{2}$	$\frac{5}{8}$	$\frac{3}{4}$

Fuente: API 650

Para tanque nuevo TK-1:

Cuadro 4.21.- Resultados del cálculo de placa anular de fondo de TK-1

Concepto	lb/plg ²		kg/cm ²
Esfuerzo máximo de trabajo en el primer anillo	22924.58	≤ 23200	1629.29
Prueba hidrostática	21938.7	≤ 24900	1563.03

Para tanque nuevo TK-2:

Cuadro 4.22.- Resultados del cálculo de placa anular de fondo de TK-2

Concepto	lb/plg ²		kg/cm ²
Esfuerzo máximo de trabajo en el primer anillo	22437.04	≤ 23200	1512.48
Prueba hidrostática	23866.56	≤ 24900	1584.2

Para tanque nuevo TK-3:

Cuadro 4.23- Resultados del cálculo de placa anular de fondo de TK-3

Concepto	lb/plg2		kg/cm2
Esfuerzo máximo de trabajo en el primer anillo	23075.09	≤23200	1503.39
Prueba hidrostática	23902.79	≤ 24900	1507.19

Planchas de fondo Anular

Se diseña usando los esfuerzos admisibles para los materiales, con la siguiente formula:

$$\frac{390Tb}{(HG)^{0.5}}$$

Donde:

Tb = El espesor de la plancha anular.

H = Nivel máximo de diseño del líquido (pies).

G = Gravedad especifica de diseño del líquido a ser almacenado.

Para tanque nuevo TK-1:

Cuadro 4.24.- Resultados del cálculo del fondo anular de TK-1

Tb	7.95			mm
Se propone un espesor de placa	12.7 mm de (1/2)			
Se propone un ancho del aro de base	1500 mm			
El ancho mínimo de la placa anular	34.95	pulg	887.57	mm

Para tanque nuevo TK-2:

Cuadro 4.25.- Resultados del cálculo del fondo anular de TK-2

Tb	7.95			mm
Se propone un espesor de placa	12.7 mm de (1/2)			
Se propone un ancho del aro de base	1500 mm			

El ancho minimo de la placa anular	37.35	pulg	948.44	mm
------------------------------------	-------	------	--------	----

Para tanque nuevo TK-3:

Cuadro 4.26.- Resultados del cálculo del fondo anular de TK-3

Tb	7.95			mm
Se propone un espesor de placa	12.7 mm de (1/2)			
Se propone un ancho del aro de base	1500 mm			
El ancho minimo de la placa anular	35.28	pulg	896.11	mm

4.4.7. Requisitos mínimos para la construcción de Tanque de Almacenamiento

Los tanques atmosféricos, deberán ser construidos de acuerdo a reconocidos estándares de diseño como: API 650, API 12B, API 12D, API 12F, UL142, UL 58, UL 1316, o sus equivalentes.

- Los tanques de baja presión y los tanques a presión podrán ser utilizados como tanques atmosféricos.
- Los tanques atmosféricos no podrán ser utilizados para almacenamiento de líquidos a temperaturas iguales o mayores a su punto de ebullición.
- La tubería para boquillas o niples soldados a tanques fabricados con planchas de acero al carbono de baja resistencia, serán sin costura ASTM A53, A106 Grado B/C o API 5L, o tuberías con costura tipo API 5L. Cuando las planchas del tanque sean de acero de alta resistencia, sólo se utilizarán tuberías sin costura A-106 Grado B/C. Las planchas roladas para el montaje de boquillas o accesorios, serán del mismo material que la plancha del tanque a la que se suelda.
- Dependiendo del máximo asentamiento esperado bajo la pared y del espesor del primer anillo del tanque, se preverá que la plancha del fondo en contacto con la pared del tanque será de un espesor mayor, el que se extenderá no menos de 0.60 metros hacia el interior.

- e) Las planchas de refuerzo de forma anular bajo la pared del tanque, serán soldadas a tope con penetración completa. La soldadura entre el fondo y el primer anillo será de filete con espesor igual al de la plancha de fondo.
- f) Para tanques de techo flotante, la altura a considerarse será la distancia del fondo del tanque hasta la máxima altura de llenado. Se preverá una extensión del cilindro para acomodar el techo flotante.
- g) Todas las uniones soldadas, verticales y horizontales, de las planchas del cilindro, serán de penetración y fusión completa, no permitiéndose soldaduras a tope de paso simple.
- h) Todos los techos se diseñarán para soportar su peso propio más una carga viva no mayor a 125 Kilogramos por metro cuadrado.
- i) En tanques de techo flotante, el diseño preverá que no ocurran daños al techo del tanque en la ocurrencia de sobrellenos.
- j) Las planchas de la cubierta en los tanques de techo flotante serán de un espesor no menor a 5 mm y serán unidas por soldadura continua tipo filete.
- k) El sistema de drenaje del techo será de manguera, o mediante tubos con uniones giratorias o un sistema de sifón. En los techos de cubierta simple se colocará, cerca al techo, una válvula de retención para prevenir el flujo inverso en caso de fugas en el sistema de drenaje. El diámetro del sistema de drenaje será tal que impida la acumulación del agua de lluvia.
- l) El espacio entre la periferia del techo y la pared interior del tanque será sellado por medio de un elemento flexible resistente a la abrasión, a la intemperie y al líquido almacenado.
- m) Adecuados sistemas de venteo se instalarán en los tanques de techo flotante, para prevenir sobreesfuerzos en la cubierta o en el sello periférico.
- n) El techo flotante deberá disponer de apoyos fabricados a partir de tuberías cédula 80, diseñados de tal manera que pueda ajustarse su altura desde el exterior y que su posición mínima esté 75 mm más bajo que el mínimo nivel de operación y su posición máxima ofrezca un espacio libre de 1.80 metros entre la posición inferior del techo y el fondo del tanque.
- o) Todas las conexiones al cilindro, incluyendo boquillas, entradas de hombre, y entradas de limpieza se harán de acuerdo al API 650. Las boquillas de tubería se diseñarán para la presión estática más las cargas impuestas por las tuberías.

- p) El tanque será inspeccionado radiográficamente en las uniones del cilindro, en las uniones de las boquillas con el cilindro y en la plancha anular del fondo del tanque. La ubicación y cantidad de radiografías serán de acuerdo al API 650.
- q) El tanque será probado hidrostáticamente con agua. Si se usa agua salada para la prueba y ésta permanece 30 días o más, deberán usarse aditivos secuestrantes de oxígenos e inhibidores de corrosión. Después de la prueba, el tanque se drenará y limpiará cuidadosamente con agua dulce. El llenado de agua será por etapas y se controlará cuidadosamente los asentamientos totales y diferenciales. Si no se dispone de agua para las pruebas hidrostáticas, se aplicará petróleo diésel calentado en el lado interior de las costuras del cilindro. Aplicando presión en el lado interior o vacío en el exterior, e inspeccionando cuidadosamente el otro lado de la junta se podrán observar manchas si existen fallas en la soldadura.
- r) Las ventilaciones de presión-vacío se usarán con líquidos que tienen punto de inflamación menor a 37.8oC (100oF) o que se almacenan a una temperatura cercana en 8.3oC (15oF) a su punto de inflamación, también llevarán en su extremo abierto, una malla de acero (Mesh 4).
- s) Todos los tanques tendrán facilidades de acceso al interior del tanque, el número y dimensiones de las entradas dependerá del diámetro del tanque y de su tipo de techo.
- t) Todos los tanques dispondrán de por lo menos una conexión de drenaje cuyo extremo interior terminará en una curva distante 100 mm del fondo del sumidero de adecuada capacidad. El sumidero podrá estar cerca del centro del tanque si éste es de techo cónico hacia abajo o cerca de la periferia si es cónico hacia arriba.
- u) Se deberán prever, de acuerdo al NFPA-11, las conexiones para la instalación de cámaras de espuma en el número y diámetro requeridos por el tamaño del tanque y las características del líquido. En el caso de futura instalación se taparán con bridas ciegas.
- v) Se instalará no menos de un medidor de nivel de líquido por cada tanque, su lectura será accesible o visible desde el nivel del suelo.
- w) Conexiones de 25 mm DN (1 pulgada) serán previstas para la instalación de termopozos y termómetro.
- x) Los tanques que requieren inspección medición o muestreo desde el techo, dispondrán de una escalera en espiral, así como plataforma para dichas operaciones.

La pendiente de la escalera no excederá los 45º y su ancho mínimo será de 750 mm.

Los tanques de poca capacidad que no dispongan de escalera en espiral, deberán tener una escalera externa vertical con caja o jaula de seguridad.

y) Las plataformas en el techo de los tanques podrán estar interconectadas con pasarelas a fin de que el personal no tenga que transitar por el techo de los tanques. En cuya periferia se construirán barandas para seguridad.

z) En los tanques de techo flotante, se proveerá a éstos de una tapa de medición o de un "pozo" de medición, que serán de tipo estanco.

aa) Los tanques de techo flotante dispondrán de adecuados accesorios para mantener el techo en posición centrada y evitar la rotación del mismo.

Cuadro 4.27.- Requerimientos de Diversos Estándares para Tanques de Fondo Plano

Tabla 1.1	A.P.I. 650			A.P.I. 620			A.N.S.I.	AWWA
	Básico	Apéndice A	Apéndice F	Básico	Apéndice R	Apéndice Q	B96.1	
Presión Interna Máxima	Atm.	Atm.	0.17 Kg/cm ²	1 Kg/cm ²	1 Kg/cm ²	1 Kg/cm ²	Atm.	Atm.
Temperatura Mínima	NS	(-)28.8°C	NS	(-)45.5°C	(-)54.4°C	(-)167°C	(-)28.8°C	(-)48.3°C
Temperatura Máxima	93.3°C	93.3°C	93.3°C	93.3°C	(-)40°C	93.3°C	204°C	RT
Espesor Máximo del Cuerpo	44.4 cm.	12.7 cm.	44.4 mm.	NS	NS	NS	NS	50.8 mm.
Espesor Mínimo del Cuerpo								
D < 15.2 m.	4.76 mm.			4.76 mm.			4.76 mm.	
15.2 m. < D > 36.5 m.	6.35 mm.			6.35 mm.			6.36 mm.	
36.5 m. < D > 60.9 m.	7.93 mm.			7.93 mm.			7.93 mm.	
D > 60.9 m.	9.52 mm.			9.52 mm.			9.52 mm.	
Espesor Mínimo del Techo	4.76 mm.			NS			4.76 mm.	4.76 mm.
Espesor Máximo del Techo	6.35 mm. + CA			NS			6.35 mm.	NS
Ángulo Mínimo de Coronamiento								
D < 10.6 m.	50.8 mm. x 50.8 mm. x 4.76 mm.			NS			NS	
10.6 m. < D > 18.2 m.	50.8 mm. x 50.8 mm. x 6.35 mm.			NS			NS	
D > 18.2 m.	76.2 mm. x 76.2 mm. x 9.52 mm.			NS			NS	

NS = Sin Especificación CA = Corrosión Permisible RT = Temperatura Ambiente

Fuente Leon (2014)

En cuanto el uso de los tanques atmosféricos de acuerdo al Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos Decreto Supremo N° 052-93EM:

- ✓ Artículo 17: Los tanques atmosféricos serán usados para líquidos que tienen hasta una máxima presión de vapor de 0.914 Kg/cm² abs (13 psia) a nivel del mar. Por cada 300 metros de elevación la máxima presión de vapor deberá ser reducida en 0.035 Kg/cm² abs (0.5 psia).
- ✓ Artículo 29.: Para el arreglo o distribución de tanques atmosféricos se recomienda:
 - a) Que los tanques conteniendo petróleo o líquidos de bajo punto de inflamación sean ubicados en áreas lejanas de unidades de proceso, linderos o zonas de alta ocupación.
 - b) De ser posible, los tanques deberán agruparse de acuerdo a su riesgo (tipo de tanque o tipo de líquidos almacenados).

- c) Los tanques con petróleo o con líquidos de bajo punto de inflamación tendrán un arreglo en filas de no más de dos tanques. Cada tanque estará adyacente a una vía de acceso.
- d) Los tanques con líquidos de alto punto de inflamación tendrán un arreglo en filas de no más de tres tanques.

4.4.8. Consideraciones de Cimentación.

En las Normas API Standard 650, que establece los requisitos mínimos para el material, diseño, fabricación, montaje e inspección de tanques verticales y cilíndricos con presiones internas aproximadas a la presión atmosférica, sólo existe un Anexo referido a las cimentaciones de los tanques. Éste es el Anexo B, de carácter informativo, sobre recomendaciones para el diseño y construcción de cimentaciones para tanques de almacenamiento. En este documento se incluyen recomendaciones y precauciones que deben tenerse en cuenta en el estudio de estas cimentaciones, sin embargo, debido a la gran variedad de condiciones naturales del terreno que pueden darse según el proyecto concreto, no se establecen datos de diseño que abarquen todas las situaciones, por lo que deben tomarse las medidas reales de cada proyecto individual y establecer la mejor solución con las consideraciones de ingenieros geotécnicos experimentados.

Para cada proyecto de tanque deben conocerse las condiciones del terreno, ya que éste debe soportar la carga del propio tanque y su contenido. En el documento se dan rangos de factores de seguridad para los casos donde no se tenga experiencia o las condiciones del suelo sean confusas. Los factores de seguridad que se ofrecen son contra el fallo de carga última para condiciones normales de funcionamiento, con acción máxima de viento, o durante pruebas hidrostáticas. En el estudio planteado de los diferentes modelos geotécnicos, se va a emplear como contenido del tanque en prueba hidrostática, utilizándose este factor de seguridad como referencia para determinar las presiones admisibles.

El factor de seguridad de la normativa para prueba hidrostática tiene un rango entre 1,5 y 2,25. Además, se establecen condiciones que requieren consideraciones especiales sobre las cimentaciones, y métodos de mejora ante suelo inadecuado. En

los modelos se emplearán varios tipos de suelos supuestos estables sin necesidad de mejora, por lo que no se analizarán estas consideraciones.

Respecto a la superficie sobre la que descansa el tanque, se establecen varias pautas que sí serán tenidas en cuenta en la modelización de las cimentaciones. Hay que destacar la distancia mínima de 0.3 metros sobre la superficie del terreno circundante hasta el fondo del tanque que debe dejarse para proporcionar el drenaje adecuado y compensar pequeños asentamientos. Una vez realizados los modelos y obtenidos los asientos, esta norma recomienda en casos de asentamientos grandes, elevar el fondo del tanque tal que después de asientos quede un mínimo de 150 mm sobre el nivel final.

Se recomienda arena lavada de 75 a 100 mm de espesor como material de capa final sobre la que descansa el fondo del tanque para proporcionar máxima área de contacto y protección del mismo. Para la pendiente del fondo, se establece como valor general una pendiente de 1 pulgada en 10 pies, para compensar pequeños asentamientos que serán mayores en el centro del tanque, además de facilitar la limpieza interior del depósito.

Se presentan los tipos de cimentaciones típicas según esta norma para estos depósitos. Se distinguen tres tipos: cimentación de tierra, cimentación con anillo de hormigón y cimentación con anillo de grava. El primer tipo está pensado para casos con terreno de capacidad portante adecuada y asientos esperados aceptables. Más empleado para depósitos de diámetro pequeño, consistiendo en proyectar directamente sobre el suelo natural, material de tipo grava fina, arena limpia, piedras trituradas compactas o similar; retirando material indeseable y compactando el material de reemplazo en casos donde sea necesario. Cuando existe duda sobre la capacidad portante de la cimentación, la norma recomienda usar cimentaciones en anillo con hormigón o piedra triturada.

La realización de un anillo de hormigón como cimentación presenta ventajas como una mejor distribución de la carga de la pared del depósito, un plano de inicio sólido para la construcción de éste, o la contención del relleno bajo el depósito y evitar así la pérdida de material por erosión. El principal inconveniente de este tipo de

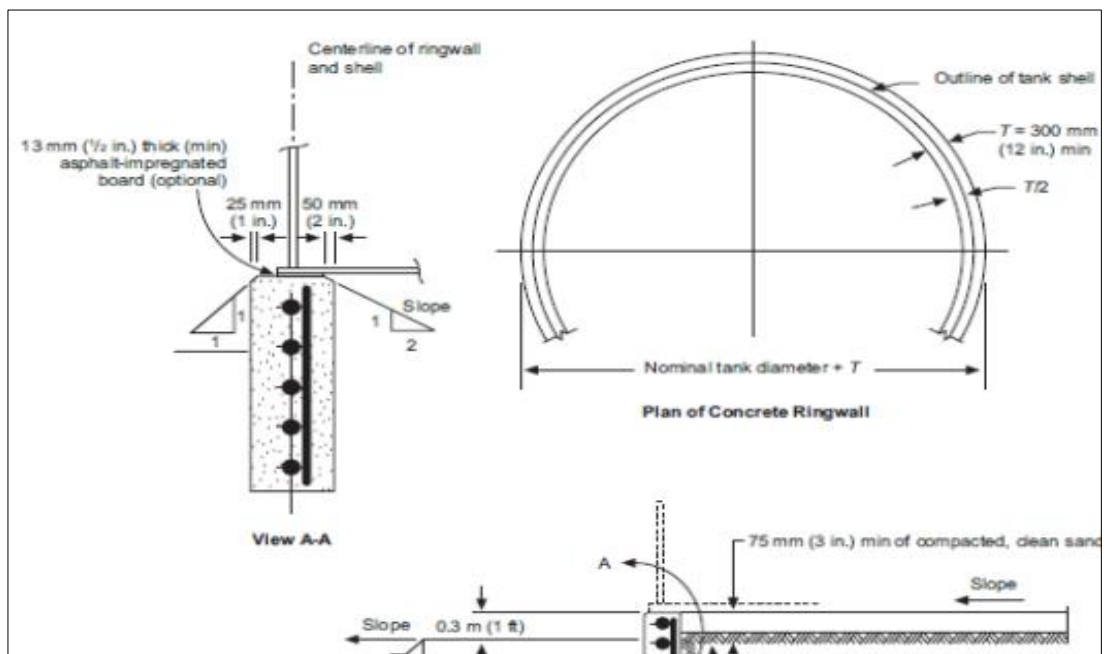
cimentación es la difícil adaptación a los asentamientos diferenciales que puedan sufrir los depósitos.

Respecto a recomendaciones constructivas que ofrece la norma, destaca el mínimo espesor del anillo en 30 cm. En general, el diámetro nominal del tanque debe coincidir con el diámetro de la línea central del anillo. Para las tolerancias constructivas la norma redirige a otro punto de la misma fuera del Anexo B, y para los aspectos relativos al hormigón del anillo, normativa, cuantías de acero, materiales, etc. referencia a la normativa 'ACI 318, American Concrete Institute'. El relleno debe ser material granulado compactado adecuadamente.

La utilización de un anillo de piedra triturada como cimentación presenta las mismas ventajas nombradas para el anillo de hormigón, añadiendo además la ventaja de acomodar fácilmente asientos diferenciales gracias a su flexibilidad. Como desventaja presenta la dificultad de construcción para disminuir tolerancias y conseguir un plano horizontal como base de construcción del depósito.

Respecto a recomendaciones constructivas, destaca la existencia de una berma exterior a la pared del depósito de 0.9 metros, la cual deberá quedar protegida correctamente contra la erosión, además de procurar una superficie de acabado nivelada y el drenaje adecuado, manteniendo las tolerancias que se establecen fuera del anexo. El anillo de piedra triturada deberá mantener un talud de 1:1.5, con una extensión mínima de 0.6 metros hacia el interior del depósito. Se mantiene la capa final de arena lavada bajo el fondo del tanque y el relleno de material granular compactado como en la cimentación anterior

Figura 4.13.-Estructura de Hormigón para Cimientos de tanques



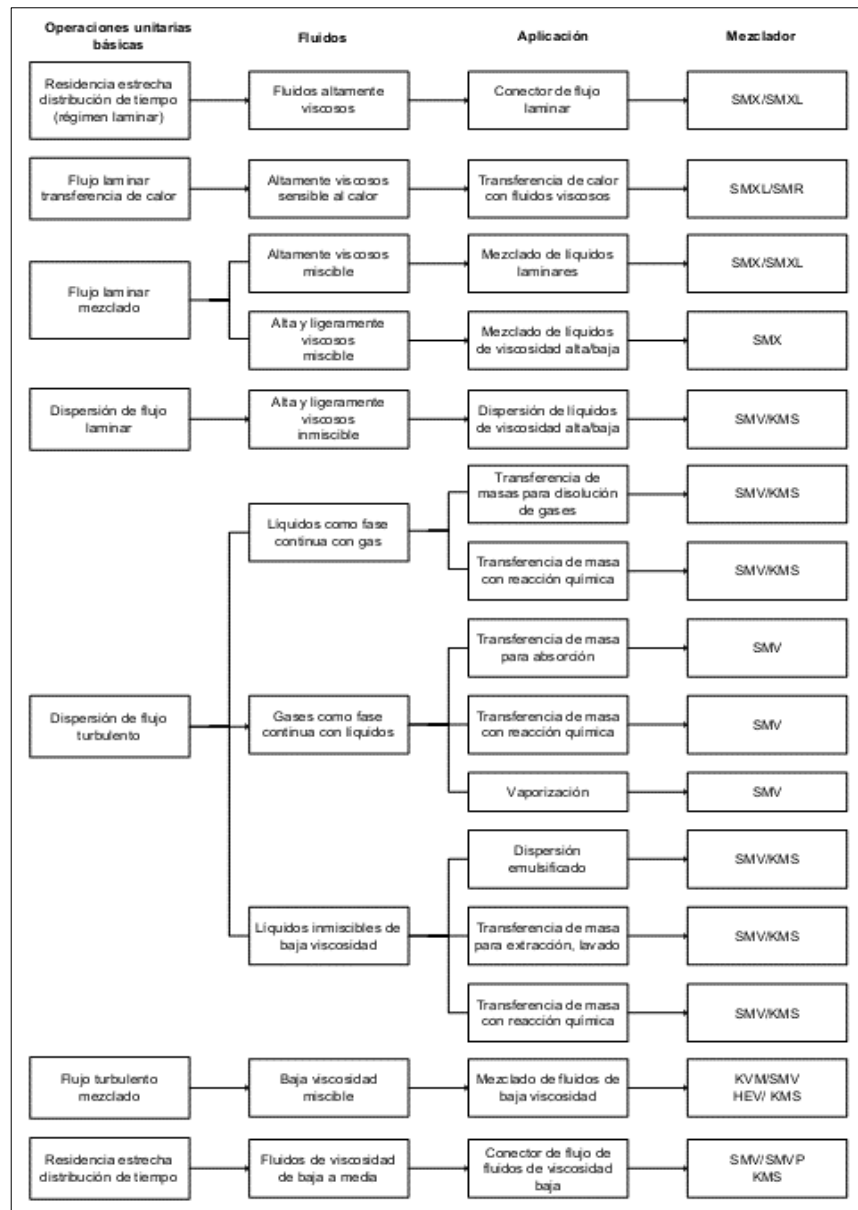
Fuente Martin (2017)

4.5.SISTEMA DE MEZCLA PARA CRUDOS DE PETRÓLEO

4.5.1.Sistema de mezcla en línea

Un sistema de mezcla en línea “On Line Blending”, consiste en la mezcla de dos o más flujos con su correspondiente flujómetro, la técnica es por relación de flujos, la exactitud dependerá de la exactitud del flujómetro empleados. Si se conoce la calidad de los componentes base y son estables, se puede obtener la mezcla de la calidad deseada. Existen diferentes tipos de mezcladores en línea, como se muestra en la siguiente figura:

Figura 4.14.-Mezcladores y su aplicación



De acuerdo a las características de los fluidos a mezclar, se elige el tipo de Mezclador Estático más adecuado para obtener un resultado homogéneo. Se determina que el régimen del flujo es turbulento, por lo que se puede usar un mezclador tipo KVM, SMV, HEV, KMS.

Cálculo del número de Reynolds

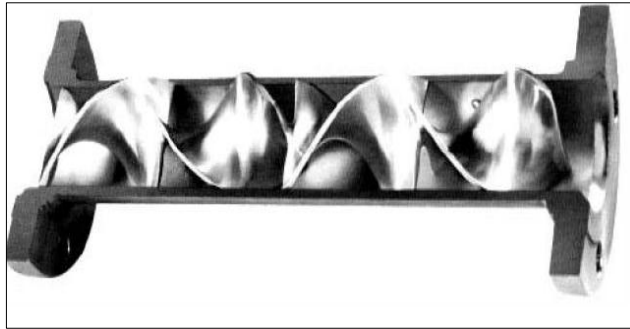
Re

$$\frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu}$$

$Re =$

14527.18

Figura 4.15.-Mezcladores en la línea tipo KMS



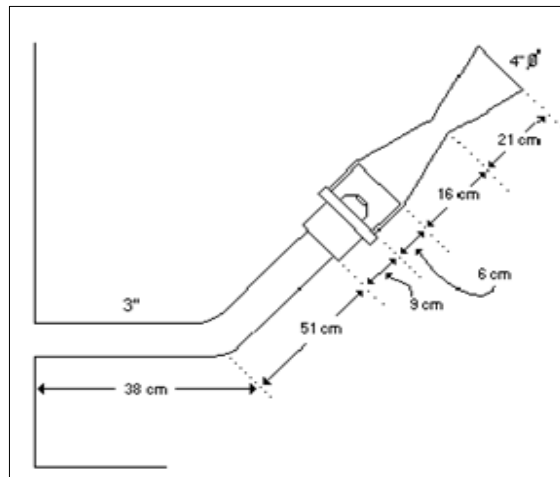
La correcta mezcla evitara la sedimentación de asfáltenos y borra, obteniendo un crudo estable para la obtener mayor rendimiento en la UDP de los productos de petróleos que requiere la empresa.

4.5.2. Mezclador forzado

El mezclador forzado, cambian la dirección del flujo, para incrementar su disipación. Es un accesorio no complejo y muy económico, no necesita energía eléctrica, debe ser considerado en la construcción en los tanques de petróleo para cual requerimiento de las funciones que ofrece. Existen diferentes tipos, para los tanques de almacenamiento y transferencia de petróleo, se puede considerar los siguientes:

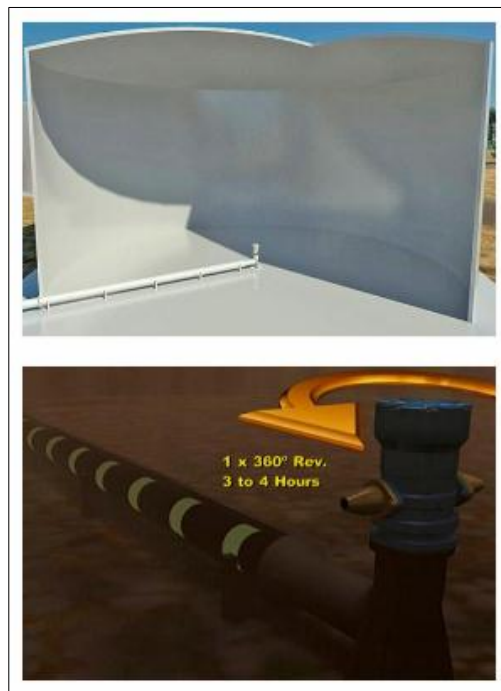
- El “Jet mixer estático”, es un mezclador instalado en el interior del tanque, en la línea de recirculación, con un ángulo de elevación que permite mezclar un producto con otro. El mezclado se realiza por recirculación del producto, con la descarga de la bomba alineada al jet mixer. Cuando se quiera una mezcla rápida, en grandes volúmenes de crudos similares, se puede utilizar este tipo de mezclador. Actualmente sólo uno de tres tanques tiene este mezclador, el cual fue adecuado hace algunos años.

Figura 4.16.-Mezclador forzado estático



- Mezclado de chorro giratorio, es un mezclador instalado en el fondo del tanque, gira a 360°, por lo que se usaría para la limpieza de la borra de los fondos y mantenimiento del tanque. Actualmente ninguno de los tanques existentes tiene este mezclador.

Figura 4.17.-Mezclador de chorro giratorio



CAPITULO V: SISTEMA DE CONTROL AUTOMATICO

5.6. INTRODUCCIÓN

Se determinó, según el análisis de los factores detallados en los capítulos anteriores, que el sistema de almacenamiento y mezcla de crudos requiere un control más óptimo, por lo que en el presente capítulo se ha desarrollado una propuesta de control automatizado de los tanques de almacenamiento de crudo de la refinería, se presenta luego el diagrama del proceso en base al método seleccionado y finalmente los equipos necesarios del sistema, en conjunto con el plano de diagramas de tuberías e instrumentación (P&ID).

5.7.ALCANCES

Comprende desde el control de los tanques de crudo de petróleo (ubicada en el área de movimiento de producto almacenado) hasta la transferencia del crudo a la planta de refinación, en esa etapa se contemplan los siguientes equipos:

Tanques nuevos (332-TK-001 y 332-TK-002) y tanque existente (332-TK-008), de almacenamiento y transferencia de crudo:

- Sensores, indicadores y transmisores de nivel, densidad y temperatura.
- Válvula de bola con accionador manual.

Línea de transferencia de petróleo, hasta el tanque de recepción de mezcla:

- Válvulas de corte con actuador neumático.
- Bombas centrifugas
- Sensor, indicador y transmisores de densidad y flujo.
- Mezclador estático.
- Válvulas check.

Tanques nuevos (332-TK-003, 332-TK-007, 332-TK-006), de recepción de la mezcla

- Sensores, indicadores y transmisores de temperatura y nivel.
- Válvula de bola con accionador manual.

Línea de carga de petróleo a la planta de refinación:

- Válvulas de corte con actuador neumático.

5.8.DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROCESO

El petróleo que proviene de la descarga en muelle, es almacenado en los tanques 332-TK-001, 332-TK- 002 y 332-TK- 008 de acuerdo a la calidad del crudo y la procedencia de este, es importante indicar que después de la descarga al tanque, se da un tiempo de reposo a fin de separar el volumen máximo posible de agua y sedimentos que contiene ese crudo, posterior a ello, se mide el ° API del petróleo a diferentes niveles (5 niveles). Esta medida de referencia permitirá tener una referencia de la calidad del crudo final en tanque (considerando que el tanque puede tener un producto anterior o no).

Posterior a ello para el control del inventario, se realizaron los controles de nivel de cada tanque.

Para preparar la mezcla que requiere la unidad de destilación primaria UDP, según lo compatible en porcentaje volumétrico, según la evaluación de crudo, el cual puede ser seteado por el operador de requerir algún cambio y se descargará de los tres tanques en simultáneo el porcentaje volumétrico requerido, mediante la línea de transferencia llegará al mezclador estático (mezclador en línea), en la cual se debe medir el la densidad de manera automatizada a fin de obtener el °API requerido aproximado de la mezcla para la planta de refinación, esta mezcla puede ir a los tanques 332-TK-003, 332-TK-006 y 332-TK-007, finalmente la mezcla optima obtenida se transfiere a la planta de refinación para el proceso siguiente.

El sistema controlará el nivel máximo y mínimo de los tanques de almacenamiento, es decir podrá cerrar o abrir las válvulas de manera automática, según el set point requerido para la operación.

En el Gráfico 5.1, se puede observar el diagrama del proceso.

5.9. SELECCIÓN Y MODELAMIENTO DEL SISTEMA DE CONTROL

1. Sistema de control

El sistema de control de los tanques de almacenamiento de crudo está estructurado con el propósito de controlar las variables de nivel, flujo, temperatura y densidad.

El sistema de control será integrado al existente en planta basado en un Sistema DCS, para ello se utilizará un tablero de control remoto. El tablero de control remoto deberá contar con las siguientes señales de entrada y salida consideradas para el proyecto:

- 27 salidas digitales
- 9 entradas digitales
- 20 entradas análogas
- 13 salidas análogas

Modos de operación del sistema

La operación REMOTA y todas las secuencias de operación de los equipos principales serán programadas y cargadas en el Sistema DCS, por otra parte, desde las pantallas del HMI del sistema de supervisión del operador de sala de control puede seleccionar los modos de operación:

- Modo de Operación: MANUAL - REMOTO.
- Modo de Operación: AUTOMATICO - REMOTO.

Bajo cualquiera de estos modos de operación, el sistema de control se encargará de realizar y manejar de manera continua las siguientes actividades:

- Adquisición y procesamiento de información de los procesos.
- Supervisión de los estados y alarmas de todos los equipos asociados al proceso.

Modos de control de equipos

- **CONTROL LOCAL:** El modo de control LOCAL de válvulas de corte con actuador neumático y las bombas centrifugas se realiza desde el punto de ubicación de cada uno de ellos. Se entiende por modo de control “LOCAL”, aquel que sólo permite a los operadores de abrir y cerrar en forma individual a cada válvula, utilizando las volantes respectivas. En el caso de las bombas centrifugas arrancar y parar cada bomba, utilizando pulsadores en el tablero en campo.

Mientras el selector se encuentre en posición “LOCAL”, quedan deshabilitados todos los enclavamientos lógicos de proceso, pero no así los enclavamientos de seguridad, los cuales se mantendrán siempre activos.

Este modo de control permite hacer pruebas de las válvulas y bombas en campo. Estas pruebas pueden ser realizadas durante la puesta en marcha del proyecto, o bien después de paradas prolongadas en que se deban verificar los valores de apertura, arranque, parada o ajustar parámetros de operación.

- **CONTROL REMOTO:** Se entiende por modo de control “REMOTO”, aquella condición en la cual el DCS toma el control de los equipos, realizando las acciones necesarias definidas en su programación obedeciendo a las señales de instrumentación y permisivos que influyen en el funcionamiento de cada equipo.

Sólo en este modo de control de equipos es posible definir desde Sala de Control si se operará en modo “AUTOMÁTICO-REMOTO” o “MANUAL- REMOTO”. Siendo, por lo tanto, condición obligatoria para operar en el modo “AUTOMÁTICO-REMOTO”, que todos los equipos se encuentren con el selector colocado en posición “REMOTO”. Las válvulas de control y las bombas sólo pueden funcionar en el modo remoto desde la sala de control.

2. Modos de operación desde el sistema de control

Es importante resaltar y reiterar que el modo de operación que normalmente se va a utilizar es el “AUTOMÁTICO-REMOTO”.

○ OPERACIÓN MANUAL - REMOTO.

El modo de operación “MANUAL-REMOTO” se habilita desde la estación de operación en sala de control, seleccionando en la pantalla de HMI la opción “MANUAL”. Se entiende por modo de operación “MANUAL-REMOTO”, aquella condición en la cual los equipos del proceso se controlan de manera independiente del DCS, por el operador, es decir, la gestión de la operación será realizada por el operador desde la estación de operación, donde podrá disponer la ejecución manual de secuencias, el arranque y parada de los equipos, controlar la activación de las válvulas de control, bombas o modificar las referencias de los lazos de control.

No obstante, lo anterior, el DCS mantendrá activos los enclavamientos de proceso y de seguridad asociados a cada equipo, prevaleciendo éstos por sobre las acciones ejecutadas por el operador de Sala de Control.

○ OPERACIÓN AUTOMÁTICO – REMOTO

El modo de operación “AUTOMÁTICO-REMOTO” se habilita desde la estación de operación, ubicada en Sala de Control, seleccionando en la pantalla de HMI la opción “AUTOMÁTICO”. Se entiende por modo de operación “AUTOMÁTICO-REMOTO”, aquella condición en la cual el DCS actúa sobre los equipos que integran las distintas etapas del proceso de manera independiente del operador, por lo que la gestión de la operación se realiza de acuerdo a las estrategias y secuencias configuradas en el controlador de proceso.

Los comandos de control, las secuencias de arranque y parada y los enclavamientos entre equipos, serán ejecutados y supervisados por el Controlador de Proceso (DCS). En este modo de operación, el operador de mantenimiento desde Sala de Control, estará habilitado para modificar el set-point (referencia) al controlador automático (PID).

Para que este modo de operación funcione según lo descrito en los párrafos anteriores, es condición obligatoria que los selectores de las válvulas de corte y las bombas estén en modo de control “REMOTO”.

5.9.2.1. Monitoreo de señales

A continuación, una lista de los principales estados que son monitoreados continuamente por el sistema de control.

- Bomba funcionando.
- Válvula en modo LOCAL o REMOTO.
- Bomba en modo LOCAL o REMOTO.
- Válvula abierta o cerrada.

La siguiente es una lista de los principales eventos que son monitoreados continuamente por el sistema de control:

- Cierres de enclavamiento de seguridad.
- Cierres de enclavamiento de proceso.
- Cambio de MANUAL a AUTOMÁTICO.

3. Lazos de control

En el Cuadro 5.1, se puede observar la lista de la instrumentación para la propuesta.

Cuadro 5.1.- Lista de instrumentación

Área	Variable	Función	Numero	Tag	Descripción	Tipo	Marca	Modelo
332	T	T	001	332-TT-001	Transmisor de Temperatura	RTD	Rosemount	3300
332	L	T	001	332-LT-001	Transmisor de Nivel	Radar	Rosemount	644
332	Y	V	005	332-YV-005	Válvula de Control de Flujo	Válvula Mariposa con Diafragma	VTA	VTA
332	Y	V	002	332-YV-002	Válvula de Control de Flujo	Válvula Mariposa con Diafragma	VTA	VTA
332	F	IT	004	332-FIT-004	Transmisor Indicador de Flujo	Presión Diferencial	Foxboro	IDP10
332	T	T	006	332-TT-006	Transmisor de Temperatura	RTD	Rosemount	3300
332	L	T	006	332-LT-006	Transmisor de Nivel	Radar	Rosemount	644
332	Y	V	010	332-YV-010	Válvula de Control de Flujo	Válvula Mariposa con Diafragma	VTA	VTA
332	Y	V	007	332-YV-007	Válvula de Control de Flujo	Válvula Mariposa con Diafragma	VTA	VTA
332	F	IT	009	332-FIT-009	Transmisor Indicador de Flujo	Presión Diferencial	Foxboro	IDP10
332	T	T	011	332-TT-011	Transmisor de Temperatura	RTD	Rosemount	3300
332	L	T	011	332-LT-011	Transmisor de Nivel	Radar	Rosemount	644

332	Y	V	019	332-YV-019	Válvula de Control de Flujo	Válvula Mariposa con Diafragma	VTA	VTA
332	Y	V	012	332-YV-012	Válvula de Control de Flujo	Válvula Mariposa con Diafragma	VTA	VTA
332	F	IT	018	332-FIT-018	Transmisor Indicador de Flujo	Presión Diferencial	Foxboro	IDP10
332	F	IT	013	332-FIT-013	Transmisor Indicador de Flujo	Presión Diferencial	Foxboro	IDP10
332	D	IT	013	332-DIT-013	Transmisor Indicador de Densidad	Caudal y Densidad	Micromotion	Serie F
332	Y	V	013	332-YV-013	Válvula de Control de Flujo	Válvula Mariposa con Diafragma	VTA	VTA
332	Y	V	014	332-YV-014	Válvula de Control de Flujo	Válvula Mariposa con Diafragma	VTA	VTA
332	T	T	017	332-TT-017	Transmisor de Temperatura	RTD	Rosemount	3300
332	L	T	017	332-LT-017	Transmisor de Nivel	Radar	Rosemount	644
332	Y	V	016	332-YV-016	Válvula de Control de Flujo	Válvula Mariposa con Diafragma	VTA	VTA
332	F	IT	015	332-FIT-015	Transmisor Indicador de Flujo	Presión Diferencial	Foxboro	IDP10
332	Y	V	020	332-YV-020	Válvula de Control de Flujo	Válvula Mariposa con Diafragma	VTA	VTA
332	T	T	023	332-TT-023	Transmisor de Temperatura	RTD	Rosemount	3300
332	L	T	023	332-LT-023	Transmisor de Nivel	Radar	Rosemount	644
332	Y	V	022	332-YV-022	Válvula de Control de Flujo	Válvula Mariposa con Diafragma	VTA	VTA
332	F	IT	021	332-FIT-021	Transmisor Indicador de Flujo	Presión Diferencial	Foxboro	IDP10
332	Y	V	024	332-YV-024	Válvula de Control de Flujo	Válvula Mariposa con Diafragma	VTA	VTA
332	T	T	027	332-TT-027	Transmisor de Temperatura	RTD	Rosemount	3300
332	L	T	027	332-LT-027	Transmisor de Nivel	Radar	Rosemount	644
332	Y	V	026	332-YV-026	Válvula de Control de Flujo	Válvula Mariposa con Diafragma	VTA	VTA
332	F	IT	025	332-FIT-025	Transmisor Indicador de Flujo	Presión Diferencial	Foxboro	IDP10
332	L	SLL	001	332-LSLL-001	Alarma de Nivel Bajo-Bajo	Función DCS	-	-
332	F	SLL	004	332-FSLL-004	Alarma de Flujo Bajo-Bajo	Función DCS	-	-
332	L	SLL	006	332-LSLL-006	Alarma de Nivel Bajo-Bajo	Función DCS	-	-
332	F	SLL	009	332-FSLL-009	Alarma de Flujo Bajo-Bajo	Función DCS	-	-
332	L	SLL	011	332-LSLL-011	Alarma de Nivel Bajo-Bajo	Función DCS	-	-
332	F	SLL	018	332-FSLL-018	Alarma de Flujo Bajo-Bajo	Función DCS	-	-
332	L	SLL	017	332-LSLL-017	Alarma de Nivel Bajo-Bajo	Función DCS	-	-
332	F	SLL	015	332-FSLL-015	Alarma de Flujo Bajo-Bajo	Función DCS	-	-
332	L	SLL	023	332-LSLL-023	Alarma de Nivel Bajo-Bajo	Función DCS	-	-
332	F	SLL	021	332-FSLL-021	Alarma de Flujo Bajo-Bajo	Función DCS	-	-
332	L	SLL	027	332-LSLL-027	Alarma de Nivel Bajo-Bajo	Función DCS	-	-
332	F	SLL	025	332-FSLL-025	Alarma de Flujo Bajo-Bajo	Función DCS	-	-

En el Gráfico 5.2, se puede observar el diagrama de tuberías e instrumentación (P&ID).

5.9.3.1. Lazo de control de densidad a la salida del mezclador estático

La densidad de salida del mezclador estático se controla mediante un control en cascada, (la salida de un controlador de realimentación es el punto de ajuste para otro controlador de realimentación). El control en cascada tiene como lazo externo el control de flujo del producto de salida del mezclador estático, que fija el setpoint del lazo de control interno de densidad de fluido.

La densidad medida es transmitida por el transmisor 332-DIT-013. El flujo de vapor es medido mediante el transmisor 332-FIT-013. El controlador en cascada manda una señal regulatoria a la válvula de control 332-YV-013.

5.9.3.2. Control de nivel del tanque 332-TK-008

El nivel medido del tanque 332-TK-008 es transmitido por el transmisor 332-LT-001. El nivel se controla manualmente desde el Sistema DCS. La señal 332-HS-002 manda un valor de apertura porcentual a la válvula de control 332-YV-002 de descarga del tanque 332-TK-008. La señal 332-HS-005 manda un valor de apertura porcentual a la válvula de control 332-YV-005 de carga del tanque 332-TK-008.

Los niveles mínimo y máximo del tanque 332-TK-008 se controla mediante los niveles de alarma de nivel. El nivel bajo-bajo (332-LALL-001) manda un comando de cierre de la válvula de control 332-YV-002 de descarga del tanque 332-TK-008. El nivel alto-alto (332-LAHH-001) manda un comando de cierre de la válvula de control 332-YV-005 de carga del tanque 332-TK-008.

5.9.3.3. Control de nivel del tanque 332-TK-001

El nivel medido del tanque 332-TK-001 es transmitido por el transmisor 332-LT-006. El nivel se controla manualmente desde el Sistema DCS. La señal 332-HS-007 manda un valor de apertura porcentual a la válvula de control 332-YV-007 de

descarga del tanque 332-TK-001. La señal 332-HS-010 manda un valor de apertura porcentual a la válvula de control 332-YV-010 de carga del tanque 332-TK-001. Los niveles mínimo y máximo del tanque 332-TK-001 se controla mediante los niveles de alarma de nivel. El nivel bajo-bajo (332-LALL-006) manda un comando de cierre de la válvula de control 332-YV-007 de descarga del tanque 332-TK-001. El nivel alto-alto (332-LAHH-006) manda un comando de cierre de la válvula de control 332-YV-010 de carga del tanque 332-TK-001.

5.9.3.4.Control de nivel del tanque 332-TK-002

El nivel medido del tanque 332-TK-002 es transmitido por el transmisor 332-LT-011. El nivel se controla manualmente desde el Sistema DCS. La señal 332-HS-012 manda un valor de apertura porcentual a la válvula de control 332-YV-012 de descarga del tanque 332-TK-002. La señal 332-HS-019 manda un valor de apertura porcentual a la válvula de control 332-YV-019 de carga del tanque 332-TK-002. Los niveles mínimo y máximo del tanque 332-TK-002 se controla mediante los niveles de alarma de nivel. El nivel bajo-bajo (332-LALL-011) manda un comando de cierre de la válvula de control 332-YV-012 de descarga del tanque 332-TK-002. El nivel alto-alto (332-LAHH-011) manda un comando de cierre de la válvula de control 332-YV-019 de carga del tanque 332-TK-002.

5.9.3.5.Control de nivel del tanque 332-TK-006

El nivel medido del tanque 332-TK-006 es transmitido por el transmisor 332-LT-027. El nivel se controla manualmente desde el Sistema DCS. La señal 332-HS-026 manda un valor de apertura porcentual a la válvula de control 332-YV-026 de descarga del tanque 332-TK-006. La señal 332-HS-024 manda un valor de apertura porcentual a la válvula de control 332-YV-024 de carga del tanque 332-TK-006. Los niveles mínimo y máximo del tanque 332-TK-006 se controla mediante los niveles de alarma de nivel. El nivel bajo-bajo (332-LALL-027) manda un comando de cierre de la válvula de control 332-YV-026 de descarga del tanque 332-TK-006. El nivel alto-alto (332-LAHH-027) manda un comando de cierre de la válvula de control 332-YV-024 de carga del tanque 332-TK-006.

5.9.3.6.Control de nivel del tanque 332-TK-007

El nivel medido del tanque 332-TK-007 es transmitido por el transmisor 332-LT-023. El nivel se controla manualmente desde el Sistema DCS. La señal 332-HS-022 manda un valor de apertura porcentual a la válvula de control 332-YV-022 de descarga del tanque 332-TK-007. La señal 332-HS-020 manda un valor de apertura porcentual a la válvula de control 332-YV-020 de carga del tanque 332-TK-007.

Los niveles mínimo y máximo del tanque 332-TK-007 se controla mediante los niveles de alarma de nivel. El nivel bajo-bajo (332-LALL-023) manda un comando de cierre de la válvula de control 332-YV-022 de descarga del tanque 332-TK-007. El nivel alto-alto (332-LAHH-023) manda un comando de cierre de la válvula de control 332-YV-020 de carga del tanque 332-TK-007.

5.9.3.7.Control de nivel del tanque 332-TK-003

El nivel medido del tanque 332-TK-003 es transmitido por el transmisor 332-LT-017. El nivel se controla manualmente desde el Sistema DCS. La señal 332-HS-016 manda un valor de apertura porcentual a la válvula de control 332-YV-016 de descarga del tanque 332-TK-003. La señal 332-HS-014 manda un valor de apertura porcentual a la válvula de control 332-YV-014 de carga del tanque 332-TK-003.

Los niveles mínimo y máximo del tanque 332-TK-003 se controla mediante los niveles de alarma de nivel. El nivel bajo-bajo (332-LALL-017) manda un comando de cierre de la válvula de control 332-YV-016 de descarga del tanque 332-TK-003. El nivel alto-alto (332-LAHH-017) manda un comando de cierre de la válvula de control 332-YV-014 de carga del tanque 332-TK-003.

CAPÍTULO VI: EVALUACION TECNICO ECONOMICA DE LA PROPUESTA

La estimación económica se realiza considerando el diseño y construcción de 03 tanques para el almacenamiento de petróleo crudo, la interconexión con los tanques existentes e instrumentación de control automatizado propuesto para el sistema de almacenamiento y mezcla de crudos de la refinería; incluye también los siguientes trabajos:

- Construcción del anillo de cimentación del tanque; en consideración al estudio de suelos.
- Construcción y montaje del tanque.
- Construcción y montaje de los accesorios del tanque (escaleras, barandas, plataformas, manholes, sumidero, regleta de medición de nivel, etc.).
- Construcción y montaje de las tuberías, válvulas y accesorios de recepción, despacho, drenaje, interconexión al sistema de líneas actual de la refinería, etc.
- Arenado al metal blanco del tanque.
- Pintado interior y exterior del tanque.
- Construcción e instalación del pozo a tierra del tanque y la conexión a tierra.
- Emisión de los cálculos y tablas de cubicación del tanque.
- Compra e instalación de la instrumentación del sistema de control.
- Sistemas de drenaje pluvial e industrial
- Sistema contra incendio

La inversión realizada para la ejecución de las obras y para la obtención de los objetivos propuestos nos permitirá evaluar la rentabilidad del proyecto.

Se presenta la rentabilidad del proyecto en base a los resultados de Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Periodo de Recuperación (Pay Out). La inversión inicial y costos de los equipos se efectúan de manera aproximada mediante datos de cotizaciones existentes o correlaciones apropiadas.

6.1. ESTIMACIÓN DE LA INVERSIÓN

La inversión comprende la adquisición de activos tangibles e intangibles necesarios para implementar la propuesta. Los activos tangibles comprenden la adquisición de los equipos y propiamente los tanques; el costo del terreno no es considerado porque ya es propiedad de la empresa. Los activos intangibles son los bienes necesarios para el funcionamiento del proyecto abarcan los gastos de instalación y supervisión.

El monto de inversión en base a presupuestos anteriores, se detalla en el siguiente cuadro:

Cuadro 6.1.- Costos para el montaje de 03 tanques de almacenamiento de petróleo y sistema de instrumentación del control automatizado

MONTAJE DE 03 TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE PETRÓLEO Y SISTEMA DE INSTRUMENTACIÓN DEL CONTROL AUTOMATIZADO		
Ítem	Descripción	MUS\$
		12,846.8
A	Explanación y Conformación de Plataforma para tanques	2,652.8
1	Corte y relleno de material	268.8
2	Carguío y Transporte de material	1,426.4
3	Eliminación de material Excedente	957.6
B	Montaje de tanques	10,156.4
1	Trabajos Preliminares	54.0
1.1	Trabajos Provisionales	54.0
2	Trabajos Civiles	970.4
2.1	Cimentación de Tanque	475.0
2.1.1	Cimiento corrido	70.4
2.1.2	Anillo de cimentación	129.2
2.1.3	Núcleo central	275.4
2.2	Muros de Contención	167.4
2.3	Canaleta de Drenaje del Tanque	62.6
2.4	Sistema de Drenaje	81.0

2.5	Impermeabilización área estanca y talud del recinto	135.0
2.6	Cuneta de drenaje del cubeto	26.8
2.7	Escalera de acceso a área estanca	22.6
3	Trabajos metalmecánicos	7,408.0
3.1	Fondo	895.4
3.2	Cilindro	2,505.8
3.3	Techo (Suministro e Instalación de Domo Geodésico)	3,240.0
3.3.1.	Suministro e Instalación de Techo Flotante	1,080.0
3.32	Suministro e Instalación de Domo Geodésico según API 650 Apendice G	2,160.0
3.4	Accesorios del tanque	226.8
3.4.1	Accesorios del cilindro del tanque	226.8
3.5	Carpintería metálica (escalera y plataforma)	540.0
4	Trabajos Eléctricos y de Instrumentación	820.8
4.1	Sistema de Protección Catódica	324.0
4.1.1	Suministro e instalación del sistema de protección catódica	216.0
4.2	Sistema de Puesta a Tierra	64.8
4.2.1	Suministro e instalación del sistema de puesta a tierra	64.8
4.3	Montaje de Instrumentación	432.0
4.3.1	Suministro e instalación del sistema de medición, nivel, densidad y temperatura	648.0
5	Sistema de Tuberías	337.4
5.1	Sistema de tuberías de recepción y despacho	135.0
5.2	Sistema de Agua Contraincendios	108.0
5.3	Sistema de Espuma Contraincendios	54.0
5.4	Soporte para tuberías	40.4
6	Arenado y Pintura	545.4
6.1	Arenado y pintado de tanques	459.0
6.2	Arenado y pintado de escalera en espiral y accesorios	23.0
6.3	Arenado y pintado del sistema de tuberías de recepción y despacho	27.0
6.4	Arenado y pintado del sistema de agua contraincendios	20.2
6.5	Arenado y pintado del sistema de espuma contraincendios	16.2
7	Trabajos finales y de calidad	20.4
7.1	Pruebas en tanques y tuberías	13.6
7.2	Informe final, Planos As Built y Estudios	6.8
C	Mezclador estático	37.6

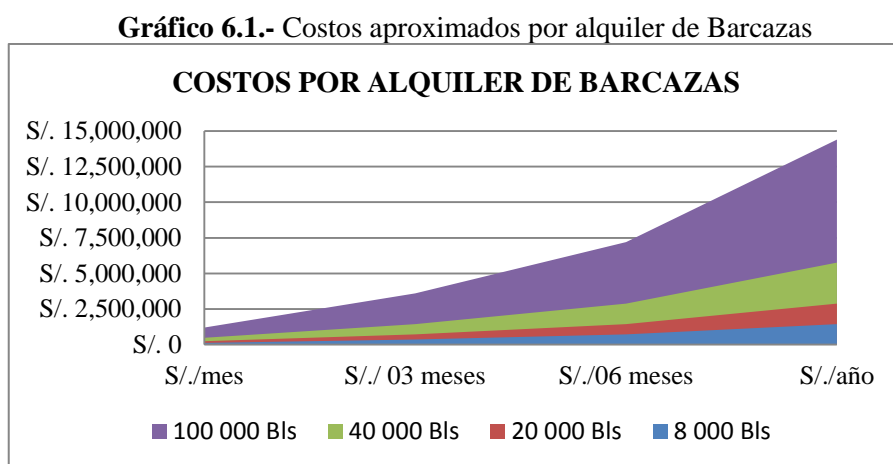
6.2.CÁLCULOS DE LOS BENEFICIOS TECNICOS - ECONÓMICOS

6.2.1.Beneficio técnico - económico por no alquilar almacenamiento flotante

La falta de almacenamiento para petróleo, obliga en ciertas ocasiones a utilizar tanque de otros productos y a la vez de almacenamiento flotante, en ambas, hay desventajas económicas y de seguridad.

En ese sentido la refinería tiene gastos de pago por el alquiler de barcasas de doble casco para almacenamiento inclusive por volumen insuficiente, para mantener inventarios de seguridad que eviten el desabastecimiento de Petróleo Crudo.

Si se analizan los sobrecostos que genera el alquiler barcasas para el almacenamiento de petróleo, o de un producto derivado del petróleo, porque su tanque ha sido utilizado, se tiene los siguientes costos:



Los costos por alquiler son cotizados por las empresas por día y varía según la capacidad de almacenamiento y el tipo de la barcaza. Los costos para una barcaza de capacidad 20MB es \$7237.2/día, usualmente se alquilan dos barcasas siendo un total de \$ 5,283,156.00. El ahorro que se generaría con la construcción de los tanques es significativo, por lo que la inversión de construcción de tanques se pagaría con este ahorro en un corto tiempo.

6.2.2. Beneficio técnico - económico por aumentar la producción

En primer lugar, el hecho de no contar con capacidad de almacenamiento necesario, no permite optimizar la dieta adecuada de los nuevos crudos de diferentes orígenes, por lo que acumular en un solo tanque los diferentes crudos, podría afectar a la precipitación de asfaltenos, obteniendo una desventaja económica en la difícil recuperación de estos en los fondos del tanque lo cual se iría acumulando con la borra. Con los nuevos tanques para mantener los diferentes crudos segregados según su compatibilidad, se podrá realizar el mezclado óptimo según la proporción volumétrica que indique los resultados de laboratorio, para una mezcla estable.

Además, los nuevos tanques tendrán facilidades de manejo de borra y flexibilidad operativa para su mantenimiento y limpieza, sin comprometer a la operación; el mezclador rotatorio permite la adición de desmulsificantes y recirculación para la facilidad del retiro de la borra o limpieza de fondos.

Asimismo, la refinería podría incrementar la producción hasta su capacidad original de 10 500 Bls/día, considerando que está produciendo en promedio 8 Bls/día, la diferencia de 2 500 Bls/ día con un margen de refinería de \$ 2.4 / Barril, lograría una utilidad de \$ 2,900,00 en un año.

6.2.3. Beneficio económico por no pagar multas

De acuerdo a la normativa existen las diversas multas que Osinergmin podría aplicar, por el incumplimiento al art. 43° del D.S. 045-2001-EM, equivalente a 200 UIT por incumplimiento de inventarios de combustibles en tanques de almacenamiento, 300 UIT por incumplir el programa de mantenimiento de los mismos y 600 UIT por almacenar petróleo crudo en tanques que no están destinados a ese uso.

Cuadro 6.2.- Cálculo de multas por Osinergmin

MULTA (UIT)	VALOR *UIT (S/.)	(S/.)
200	4,150	830,000
300	4,150	1,245,000
600	4,150	2,490,000
Total S/.		4,565,000

*Valor de UIT del año 2018

Las multas en los supuestos incumplimiento se indican como referencia, pero no serán tomados para los cálculos de los indicadores de rentabilidad.

6.3.CÁLCULOS DE INDICADORES VAN, TIR Y PAY OUT

6.3.1. Valor Actual Neto (VAN)

Para el cálculo del VAN, se usará la tasa de interés (k) del 12% que usa la refinería para sus proyectos, asimismo, el periodo de evaluación es de 10 años. Para el monto de inversión de **12,846.8 MU\$** y ahorro económico de **\$ 7,473,156.0**, aplicando la siguiente fórmula:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Donde:

F_t , son los flujos de dinero en cada periodo t

I_0 , es la inversión realizada en el momento inicial ($t=0$)

n , es el número de años

k , es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión

Se obtiene:

$$VAN = 15,482.4 \text{ MU\$}$$

6.3.2. Tasa Interno de Retorno (TIR)

La TIR es la tasa de descuento de un proyecto de inversión que permite que el beneficio neto actualizado sea igual a la inversión (esto es, VAN igual a cero). La TIR es la máxima tasa de descuento que un proyecto puede tener para ser rentable. Para hallar la TIR se necesita dos factores clave: el tamaño de inversión y el flujo de caja neto proyectado (Ver **cuadro 6.2**). Se puede calcular a partir de la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

F_t , son los flujos de dinero en cada periodo t

I_0 , es la inversión realizada en el momento inicial ($t=0$)

n , es el número de años

Se obtiene:

$$\mathbf{TIR = 37\%}$$

La tasa interna de retorno (37%) es mayor que la tasa de interés (12%) exigida para la inversión.

6.3.3. Periodo de retorno – PAY OUT

El PAY OUT es el tiempo necesario para recuperar el monto de la inversión del proyecto. Se calcula a partir del flujo de caja siguiendo un procedimiento de evaluación año por año, desde el año cero hasta el último año, este caso año 10. De la evaluación del flujo (ver **cuadro 6.3**), se obtuvo el siguiente resultado:

$$\text{PAY OUT} = 3.28 \text{ años}$$

Cuadro 6.3.- Flujo de caja y evaluación económica del proyecto

EVALUACIÓN ECONÓMICA

AÑO					0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
INVERSIÓN															
TOTAL					12,846.8										
INGRESOS															
AHORRO POR COSTO DE ALQUILER DE BARCAZA ALMAC.FLOTANTE						7,473.2	7,473.2	7,473.2	7,473.2	7,473.2	7,473.2	7,473.2	7,473.2	7,473.2	7473.2
TOTAL INGRESOS						7,473.2	7,473.2	7,473.2	7,473.2	7,473.2	7,473.2	7,473.2	7,473.2	7,473.2	7473.2
EGRESOS															
COSTOS OPERATIVOS						385.4	385.4	385.4	385.4	385.4	385.4	385.4	385.4	385.4	385.4
DEPRECIACIÓN						1284.7	1284.7	1284.7	1284.7	1284.7	1284.7	1284.7	1284.7	1284.7	1284.7
TOTAL EGRESOS						1670.1	1670.1	1670.1	1670.1	1670.1	1670.1	1670.1	1670.1	1670.1	1670.1
UTILIDAD BRUTA						5803.1	5803.1	5803.1	5803.1	5803.1	5803.1	5803.1	5803.1	5803.1	5803.1
UTILIDAD AL PERSONAL (10%)						580.3	580.3	580.3	580.3	580.3	580.3	580.3	580.3	580.3	580.3
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS						5222.8	5222.8	5222.8	5222.8	5222.8	5222.8	5222.8	5222.8	5222.8	5222.8
IMPUESTO A LA RENTA (30%)						1566.8	1566.8	1566.8	1566.8	1566.8	1566.8	1566.8	1566.8	1566.8	1566.8
UTILIDAD NETA						3655.9	3655.9	3655.9	3655.9	3655.9	3655.9	3655.9	3655.9	3655.9	3655.9
DEPRECIACIÓN						1284.7	1284.7	1284.7	1284.7	1284.7	1284.7	1284.7	1284.7	1284.7	1284.7
VALOR RESCATE															1284.7
FLUJO DE FONDOS					-12,846.8	4940.6	4940.6	4940.6	4940.6	4940.6	4940.6	4940.6	4940.6	4940.6	6225.3
VAN AL 12%					15,482.4 MUS\$	44124.9 MS/.									
TIR					37.0 %										
PAYOUT					3.28 AÑOS										

CONCLUSIONES

1. Se concluye que un tanque de almacenamiento de petróleo debe ser considerado para fines de diseño, como un tanque de proceso, debido a que en estos pueden ocurrir cambios físicos como: sedimentación, precipitación, separación de agua y sedimentos, mezclado, además de cumplir la función de almacenamiento. Existe la norma americana API 650 para el diseño cubre especificaciones de material, diseño estructural, fabricación, montaje y requerimientos de prueba para tanque de almacenamiento de petróleo y otros, asimismo la normativa peruana DS. 052-93-EM establece casi las mismas especificaciones, que el diseñador puede utilizar complementado un análisis de los requerimientos como tanque de proceso. Considerando la estructura existen de techo fijo, recomendado para productos no volátiles, y de techo flotante, se utiliza principalmente para reducir las pérdidas por evaporación de petróleos que tengan compuestos hidrocarbonados ligeros y volátiles, como los compuestos de las gasolinas.
2. Para implementar un tanque de almacenamiento de petróleo es importante, es encontrar la capacidad necesaria para el proceso, considerando el tipo de inversión que se realiza, por lo que se evaluó la demanda de productos derivados de petróleo (diésel), la oferta de los tipos de crudos de la zona (liviano, mediano y pesado) y compatibilidad para lograr una mezcla estable, así como la capacidad de diseño de la refinería, el inventario de petróleo que debe tener por estar ubicado la refinería en una zona aislada y que el transporte se ve afectado en época de vaciante del río, los tiempos de transporte, etc., se determinó que la refinería tiene una deficiente capacidad de almacenamiento de 222 MB, por lo que debe incrementar su capacidad de almacenamiento a 244 440 Bls para mantener una adecuada gestión y flexibilidad operativa, y competitividad en el mercado de influencia.
3. Se evaluó diversos factores para el diseño y dimensionamiento del tanque; en primer lugar el proceso y diseño de almacenamiento existente, encontrándose que los tanques de techo fijo existentes en la refinería, deberían ser cambiados dos de ellos por techo flotante, cumpliendo así también con la normativa, asimismo, evaluar la función de tanque, es decir, se puede utilizar simplemente para el almacenamiento de

un líquido o es necesario para efectuar algún proceso mecánico, físico o químico, como mezclado, calentamiento, separación, etc, también se evaluó los tipos de crudos y las especificaciones y propiedades físicas de los productos a almacenar, ya que determinar el tipo de tanque. El volumen total requerido y el área disponible para la interconexión con los tanques existentes, a fin de determinar el dimensionamiento y la ubicación de los nuevos tanques propuestos. Finalmente, las facilidades de operación y eficiencia que requiera la refinería.

Todos estos factores en forma interrelacionada influyen en el diseño de un tanque, por lo que en un diseño adecuado deben considerarlos integradamente. En algunas ocasiones habrá que conciliar las conveniencias técnicas con las ventajas económicas entre dos a más soluciones.

4. De los factores evaluados y el volumen que requiere la refinería, se ha proyectado estratégicamente la implementación de tres tanques con las siguientes capacidades:

Tanques nuevos propuestos	Capacidad bruta (Bls)
TK-1	90 000
TK-2	60 000
TK-3	100 000
Total	250 000

Se propuso la ubicación de tanques posible, considerando la capacidad de área estanca del 110% del volumen sin considerar los tanques, sin embargo, está deberá ser refutado según el estudio de suelos y topográficos. Los tres tanques serán de techo flotante con un domo de aluminio requerido especialmente para los rayos. El espesor de las estructuras del tanque y el material fue determinado según la normativa y dependen de la densidad del fluido y las dimensiones del cuerpo del tanque, por lo cual se hizo varias iteraciones, encontrando que el material apropiado para los tres tanques es ASTM A36, asimismo los tanques tendrán mezcladores estáticos, sin embargo, es necesario la interconexión de los tanques con un equipo de mezcla en línea para obtener una mezcla de crudo estable y adecuada para la dieta de a la UDP, que de mejores rendimientos de sus productos.

5. Se propone un sistema de control para el sistema de llenado y vaciado de los tanque que permita con controlar el inventario, y la seguridad cuando haya niveles altos y bajos del tanque, asimismo se propuso un sistema de mezcla en línea proporcional, considerando que los crudos son compatibles hasta ciertas proporción volumétrica, en ese sentido, la correcta mezcla y en la proporción correcta evitara la sedimentación de asfáltenos y borra, obteniendo un crudo estable y de mayor rendimiento, a la salida del mezclador se va a realizar un control de la densidad de la mezcla. Con el control automatizado del tanque y movimiento de la materia prima, crudo de petróleo en la refinería, disminuye el número de fallas, mejores controles de inventario, mezcla estable de crudo, control de niveles, obteniendo una mejor producción con confiabilidad operacional.
6. La propuesta de la implementación de 03 tanques de almacenamiento con el sistema de control automatizado propuesto es rentable, considerando una inversión total de 12,846.8 MU\$. los indicadores corresponden a un VAN (12%) de 15 482.4 MUS\$, TIR de 37 % y Pay out de 3.28 años. Los beneficios económicos que se consideraron fue el ahorro por no alquilar almacenamiento flotante (barcazas) y el beneficio por incrementar la producción a su capacidad original de 10 500 Bls/día. Es importante indicar que no se consideraron las multas por incumplir con la normativa, sin embargo, éstas son de hasta 4 565 MUS/.

RECOMENDACIONES

1. El descubrimiento de petróleo crudo en la selva del Perú por nuevos operadores, permitirá la posibilidad de diversificar la dieta de crudo a la UDP, se incrementará los rendimientos de destilados medios, lo que permitirá abastecer la demanda creciente de Diésel, asimismo, es un escenario favorable para las negociaciones de compra de petróleo crudo, debido a la aparición de nuevos ofertantes en el mercado, por tal motivo, es imprescindible incrementar la capacidad de almacenamiento de petróleo crudo, para poder recepcionar nuevas materias primas, y conseguir una adecuada gestión y logística en el suministro de crudos.
2. Para determinar el material adecuado para el diseño del tanque se ha de tener en cuenta las propiedades del fluido, por ejemplo algunos compuestos pueden producir corrosión, por lo tanto, será necesario que el material sea resistente.
3. Se recomienda almacenar crudo de forma segregada, de acuerdo a su procedencia o caracterización, esto permitirá seleccionar el tipo de crudo de acuerdo a las condiciones operativas a las que será sometidas en la unidades de proceso, para la obtención de determinados productos, las que obedecerán a la demanda requerida por el mercado, dependiendo del contexto contractual (asfaltos y/o residuales y/o solventes, etc.). Asimismo, permitirá realizar corridas de prueba con nuevos crudos, sin comprometer la producción normal con crudos de uso frecuente, al contar con almacenamiento disgregado de los crudos.
4. Se recomienda que la refinería realice la determinación continua de la compatibilidad de sus crudos a procesar para que en base a los resultados de las pruebas de laboratorio, se calcule el intervalo de proporciones volumétricas en el que dicha mezcla de crudos es estable, para luego realizar la prueba en el sistema automatizado de mezcla.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1]. Acedo Sánchez José (2003). Control Avanzado de Procesos Teoría y Práctica. Díaz de Santos.
- [2]. American Petroleum Institute (2013) *Welded Steel tanks for Oil Storage*, API 650. Twelfth Edition.
- [3]. American Petroleum Institute (2010, September). *Centrifugal pumps for petroleum, petrochemical and natural gas industries*, ANSI/API Standard 610. Elventh Edition.
- [4]. American Petroleum Institute (2014, September). *Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks*, API 651. Fourth Edition.
- [5]. American Petroleum Institute (2003, September) *Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction*, API 653. Third Edition.
- [6]. American Petroleum Institute (2014, April) *Inspection Practices for Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks*, API RP 575. Third Edition.
- [7]. American Petroleum Institute (1983) *API Technical Databook*.
- [8]. American Petroleum Institute API MPMS 19 (2002) *Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 19 - Evaporative loss measurement, Section 1*. Third Edition.
- [9]. American Petroleum Institute API MPMS 19 (2003) *Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 19 - Evaporative loss measurement, Section 2*. Second Edition.
- [10]. American Petroleum Institute API MPMS 19.4 (2005) *Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 19 - Recommended practice for speciation of evaporative losses*. Second Edition.
- [11]. Cajas C., Luis; Muglisa P., Paúl R.; 2007 *Elaboración del procedimiento para la certificación de tanques atmosféricos para almacenamiento de crudo*. Trabajo para la obtención del título de Ingeniero Mecánico Escuela Politécnica Nacional Quito Ecuador
- [12]. Cabezas Oruna Juvenal (2012) La industria de refinación de petróleo en el Perú. Publicado 2016-11-26 Número Vol. 4 Núm. 1 (2012): Paradigmas Sección Artículos Originales

- [13]. EL ALMACENAMIENTO DEL PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS CAPÍTULO 42. CIU H-5210 “Estudio para conocer los potenciales impactos ambientales y vulnerabilidad relacionada con las sustancias químicas y tratamiento de desechos peligrosos en el sector productivo del Ecuador”
- [14]. JIMENEZ, Carlos A. 2012. *DISEÑO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE 20000 BLS DE CAPACIDAD. TESIS. [En línea]* Enero de 2012. [Citado el: 28 de Diciembre de 2014.] http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/33072/1/jimenez_antoniocarlos.pdf.
- [15]. Ley orgánica de hidrocarburos y reglamentos (1992) *Reglamento de Seguridad para Almacenamiento de Hidrocarburos*, Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Hidrocarburos
- [16]. Manual de cálculos (Consultado 28 de octubre de 2018)https://ddd.uab.cat/pub/tfg/2016/148700/TFG_VamIndustry_v11.pdf
- [17]. Eva María Correro Luque (2009). *Diseño básico de un sistema de vapor para calefacción de tanques de almacenamiento de aceite*. Tesis Universidad de Cádiz.
- [18]. PERUPETRO (Octubre, 2016). *Reporte Estadística Petrolera Mensual Setiembre 2016. Pp. 10-20*.
- [19]. Távara José I., Vásquez Arturo (2008) La Industria del Petróleo en Perú: Contexto Regional, condiciones de competencia y asimetrías e las variaciones de los precios de los combustibles. Pontificia Universidad Católica del Perú. INDECOPI
- [20]. TORRES, Katerine y ZULUAGA, Tatiana. 2009. Biorremediación de suelos contaminados por hidrocarburos. [En línea] Universidad Nacional de Colombia, 2009. [Citado el: 20 de Julio de 2014.] http://tic.uis.edu.co/lms/publicfile.php/306/moddata/billboard/401/5711/bioremediacion_u._medellin.pdf.
- [21]. Vélez L.H., Pérez N.M., Matute T.A. (2012), *Diseño de un sistema de calefacción para crudo pesado en la empresa Terminal de Líquidos de Barranquilla, TELBA S.A.*, 169(16).
- [22]. Castillo P. Santiago G, 1980 Evaluación Técnico. Económica de un lote de Exploración en la Selva Peruana Tesis para optar el Título Profesional de INGENIERO DE PETROLEO Universidad Nacional de Ingeniería Lima – Peru
- [23]. García Miguel 2014 *Evaluación de compatibilidad para la mezcla de petróleos crudos como carga a unidades de procesos en refinería Talara*. Tesis para optar el Título de Ingeniero en Petróleo Universidad Nacional de Ingeniería Lima Perú

- [24]. Leon, Juan (2014) Diseño y Cálculo de Tanques de Almacenamiento México D.F.
- [25]. Martín Isabel (2017) *Optimización de Cimentaciones para Depósitos de Gran Diámetro Trabajo Fin de Grado en Ingeniería Civil Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla Sevilla, España.*
- [26]. OSINERGMIN. (2017). *La industria de los hidrocarburos líquidos en el Perú*. Lima: Osinergmin,
- [27]. Villajulca, J.C. (19 de Agosto de 2018). *Instrumentación y control*. Obtenido de Instrumentación y control web site: <https://instrumentaciónycontrol.net/el-control-proporcional-definiciones-prácticas-y-precisas/>
- [28]. GARCIA, M. G. (2014). *Evaluación de compatibilidad para mezcla de petróleos crudos como carga a unidades de procesos en Refinería Talara*. Tesis. Perú.

ANEXOS

**ANEXO 1: PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS A
OCTUBRE 2018**

PRODUCCIÓN FISCALIZADA MENSUAL DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS A OCTUBRE 2018

PRODUCCIÓN FISCALIZADA MENSUAL DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS A OCTUBRE 2018															
ZONA	OPERADOR	LOTE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
SELVA NORTE	PETRÓLEO (BLS)														
	PLUSPETROL NORTE	8	188,914	129,625	171,831	182,331	170,117	183,907	181,307	189,349	187,439	185,078			1,729,898
	PACIFIC STRATUS	102	301,880	266,031	312,560	308,047	322,692	30,568	-	16,507	375,957	354,852			2,289,094
	GRAN TIERRA	95	-	-	-	-	-	-	23,917	14,079	27,321	24,493			89,810
	PERENCO	67	-	-	-	-	-	-	-	-	17,345	42,627			-
SELVA CENTRAL	MAPLE	31B-31D	3,449	454	1,425	2,076	-	-	-	-	-	-			7,404
	MAPLE	31-E	1,460	-	1,210	-	-	-	-	-	-	-			2,670
	CEPSA	131	87,704	78,864	89,916	88,352	86,331	63,820	70,181	79,860	81,676	91,385			818,089
	GMP	I	24,582	21,037	22,779	21,812	22,529	22,416	22,989	22,181	21,356	20,508			222,189
NOROESTE	PETROLERA MONTERRICO	II	9,283	8,991	9,535	9,000	9,369	9,476	9,865	9,611	9,344	9,814			94,288
	GRANA Y MONTERO PETROLERA	III.	24,331	22,143	23,262	22,343	24,299	23,612	24,480	22,921	21,848	21,948			231,187
		IV.	38,223	47,817	66,301	61,642	72,717	83,455	72,124	70,647	59,858	64,307			637,091
	GMP	V	2,532	2,270	2,506	4,328	3,616	3,702	3,931	3,628	3,469	3,495			33,477
	SAPET	VIII	106,645	111,004	118,618	111,359	111,286	112,373	112,102	116,486	116,104	119,136			1,135,113
	UNIPETRO ABC	IX.	5,343	4,980	5,343	5,162	5,363	5,219	5,317	5,074	5,259	5,440			52,500
	CNPC	X	401,019	362,775	393,214	385,098	401,151	405,029	418,042	432,605	406,304	418,398			4,023,635
	OLYMPIC	XIII	65,036	56,984	61,192	57,238	59,132	57,764	59,569	62,704	60,476	60,291			600,386
	PETROLERA MONTERRICO	XV	1,099	1,139	1,155	1,101	1,118	1,061	1,115	1,133	954	870			10,745
	PETROLERA MONTERRICO	XX	848	555	706	688	713	622	560	695	774	701			6,832
ZÓCALO	SAVIA	Z-2B	246,584	214,314	248,509	238,375	243,424	242,753	238,742	246,480	185,347	264,200			2,368,728
	SAVIA	Z-6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-
	BPZ	Z-1	-	78,469	81,246	-	84,372	-	84,999	74,223	-	66,832			470,141
TOTAL			1,508,932	1,407,452	1,611,308	1,498,922	1,618,229	1,245,777	1,329,240	1,368,183	1,560,831	1,734,375			14,883,249
TOTAL PETRÓLEO (BPD)			48,675	50,266	51,978	49,964	52,201	41,526	42,879	44,135	52,028	55,948			48,958

Fuente: Perupetro – octubre 2018

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS - OCTUBRE 2018

PETRÓLEO

ZONA	OPERADOR	LOTE	MENSUAL (BLS)	DIARIO (BPD)	DISTRIBUCIÓN (%)
SELVA NORTE	PLUSPETROL NORTE	8	165,078	5,325	3.8
	PACIFIC	192	354,852	11,447	8.2
	GRAN TIERRA	95	24,493	790	0.6
	PERENCO	67	42,627	1375	1
	SUBTOTAL		587,050	18,937	13.6
SELVA CENTRAL	MAPLE	31B/31D	-	-	-
	MAPLE	31-E	-	-	-
	CEPSA	131	91,385	2,948	2.1
	SUBTOTAL		91,385	2,948	2.1
NOROESTE	GMP	I	20,508	662	0.5
	PETROLERA MONTEERRICO	II	9,814	317	0.2
	GRAÑA Y MONTERO PETROLERA	III.	21,948	708	0.5
		IV.	64,307	2,074	1.5
	GMP	V	3,495	113	0.1
	SAPET	VII/VI	119,136	3,843	2.8
	UNIPETRO ABC	IX.	5,440	175	0.1
	CNPC	X	418,398	13,497	9.7
	OLYMPIC	XIII	60,291	1,945	1.4
	PETROLERA MONTEERRICO	XV	870	28	0.0
	PETROLERA MONTEERRICO	XX	701	23	0.0
	SUBTOTAL		724,908	23,385	16.8
ZÓCALO	SAVIA	Z-2B	264,200	8,523	6.1
	SAVIA	Z-6	-	-	-
	BPZ	Z-1	66832	2,156	1.6
	SUBTOTAL		331,032	10,679	7.7
TOTAL PETRÓLEO			1,734,376	55,949	40.2

LÍQUIDOS DE GAS NATURAL

ZONA	OPERADOR	LOTE	MENSUAL (BLS)	DIARIO (BPD)	DISTRIBUCIÓN %
SELVA CENTRAL	AGUAYTIA	31-C	23,802	768	0.6
	SUBTOTAL		23,802	768	0.6
SELVA SUR	PLUSPETROL	88	1,430,984	46,160	33.2
	PLUSPETROL	56	725,631	23,407	16.9
	REPSOL	57	360,812	11,639	8.4
	SUBTOTAL		2,517,427	81,206	58.5
ZÓCALO	SAVIA	Z-2B	32,236	1,040	0.7
	SUBTOTAL		32,236	1,040	0.7
TOTAL LÍQUIDOS DE GAS NATURAL			2,573,465	83,014	59.8
TOTAL HIDROCARBUROS LÍQUIDOS			4,307,840	138,963	100.0

ANEXO 2: PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
AL 2022



Pronóstico de Producción de Hidrocarburos Líquidos

Barriles / Día

Lote	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022
I	788	695	634	587	550
II	416	455	449	494	449
III	1,375	2,251	3,173	4,498	4,880
IV	2,302	2,613	2,446	2,315	2,878
V	104	100	100	99	96
VII, VI	3,334	3,399	3,269	3,099	2,876
IX	176	192	225	228	204
X	11,958	11,148	9,996	9,157	8,548
XIII	1,787	1,410	1,172	975	844
XV	80	93	104	117	126
XX	25	28	32	33	34
Z-2B	7,639	7,257	6,880	6,579	6,323
Z-1	1,676	1,943	6,406	4,739	3,388
Z-6	0	0	0	0	0
192	9,400	8,860	8,340	10,020	15,740
8	5,221	4,812	4,435	4,087	3,767
64	0	0	5,833	10,000	10,000
31B/D	81	73	66	61	57
31E	46	42	39	36	33
67	0	1,410	4,088	6,139	6,085
131	3,694	2,916	2,440	1,895	1,559
95	0	0	0	1,163	1,107
Z-2B (*)	1,099	1,034	976	921	870
31C (*)	1,151	1,040	943	868	768
56 (*)	25,900	25,400	24,100	22,800	21,500
57 (*)	11,030	11,660	11,660	11,660	11,660
88 (*)	50,100	47,300	46,300	43,100	41,700
Total	139,382	136,131	144,106	145,670	146,042

(*) Líquidos del Gas Natural

Nota: Información obtenida de los Planes y Programas Anuales
presentados por los Contratistas al cierre de 2017

**ANEXO 3: HOJAS DE CALCULO DE DIMENSIONES DE TANQUE, AREA
ESTANCA Y DISTANCIA ENTRE TANQUES**

CÁLCULOS PARA LOS DOS (02) TANQUES NUEVOS PARA CRUDO (TK-1 Y TK-2)

1. Ubicación

En una misma área estanca ubicar los dos(02) tanques nuevos junto al TK-8

2. Determinación de especificaciones de nuevos tanques

Tanques	Cap. Bruta	Diámetro (m)	Área (m2)	Altura (m)	Volumen (m3)	Volumen (Bls)
TK-8	108,510.00	46.30	1,683.60	9.70	16,330.93	102,718.43
TK-1	90,000.00	41.00	1,320.22	9.80	12,938.11	81,378.27
TK-2	60,000.00	31.00	754.75	12.60	9,509.79	59,814.79

3. Capacidad mínima del área estanca

La normativa API 650 indica que el área estanca deberá tener la capacidad del tanque de mayor tanque por el 110 %. De los 02 tanques nuevos que estarán en la misma área estanca, el de mayor capacidad es el TK-1.

Tanque mayor (Bls)	81,378.27
Capacidad mínima 110% Tk mayor (Bls)	89,516.10
Capacidad mínima 110% Tk mayor (m3)	14,231.92

4. Cálculo de área estanca mínima requerida (TK-1 y TK-2)

Altura estanca (m)	Area estanca	Área estanca mínima requerida (m2)
1.80	7,906.62	9,981.58

Factor mín.	1.10
--------------------	-------------

5. Distancias mínimas entre tanques

Según D.S 052-93-EM se cumple:

A. Para tanques menores Diámetro < 45m: --

B. Para tanques menores Diámetro > 45m:

B.2. Entre tanques ubicados en area estanca debe cumplir :

1/4 de la suma de sus diámetros

Distancia mínima entre los tanques (m)	
Entre TK - 8 y TK-1Nuevo (90MB)	21.8
Entre TK - 8 y TK- 2 Nuevo (60MB)	19.3
TK-1nuevo (90 MB) y TK-2 Nuevo (60MB)	18.0

CÁLCULO PARA UN (01) TANQUE NUEVO PARA CRUDO (TK-3)

1. Ubicación

Opción 1

En una misma área estanca ubicar el tanque nuevo TK-3 junto al tanque existente TK-6.

Opción 2

Ubicar el tanque nuevos TK-3 en un área estanca aislada.

2. Determinación de especificaciones de nuevos tanques

Tanques	Cap brta (Bls)	Diámetro (m)	Área (m2)	Altura (m)	Volumen (m3)	Volumen (Bls)
TK6	56,842.00	30.90	749.88	12.80	9,598.51	60,372.84
TK7	56,842.00	30.90	749.88	12.70	9,523.53	59,901.18
TK-3 Nuevo	110,000.00	46.90	1,727.52	10.00	17,275.19	108,657.66

3. Capacidad mínima del área estanca

La normativa API 650 indica que el área estanca deberá tener la capacidad del tanque de mayor tanque por el 110 %.

Para Opción 1: De los 02 tanques que estarán en la misma área estanca, el de mayor capacidad es el TK-3.

Para Opción 2: debe cumplir el 110% del TK-03.

Tanque mayor (Bls)	108,657.66
Capacidad mínima 110% TK mayor (Bls)	119,523.43
Capacidad mínima 110% TK mayor (m3)	19,002.71

4. Cálculo de área estanca mínima requerida (TK-3)

Altura estanca	Área	Área estanca
1.80	10,557.06	11,306.94

Factor mín.	1.10
-------------	------

5. Distancias mínimas entre tanques

Según D.S 052-93-EM se cumple:

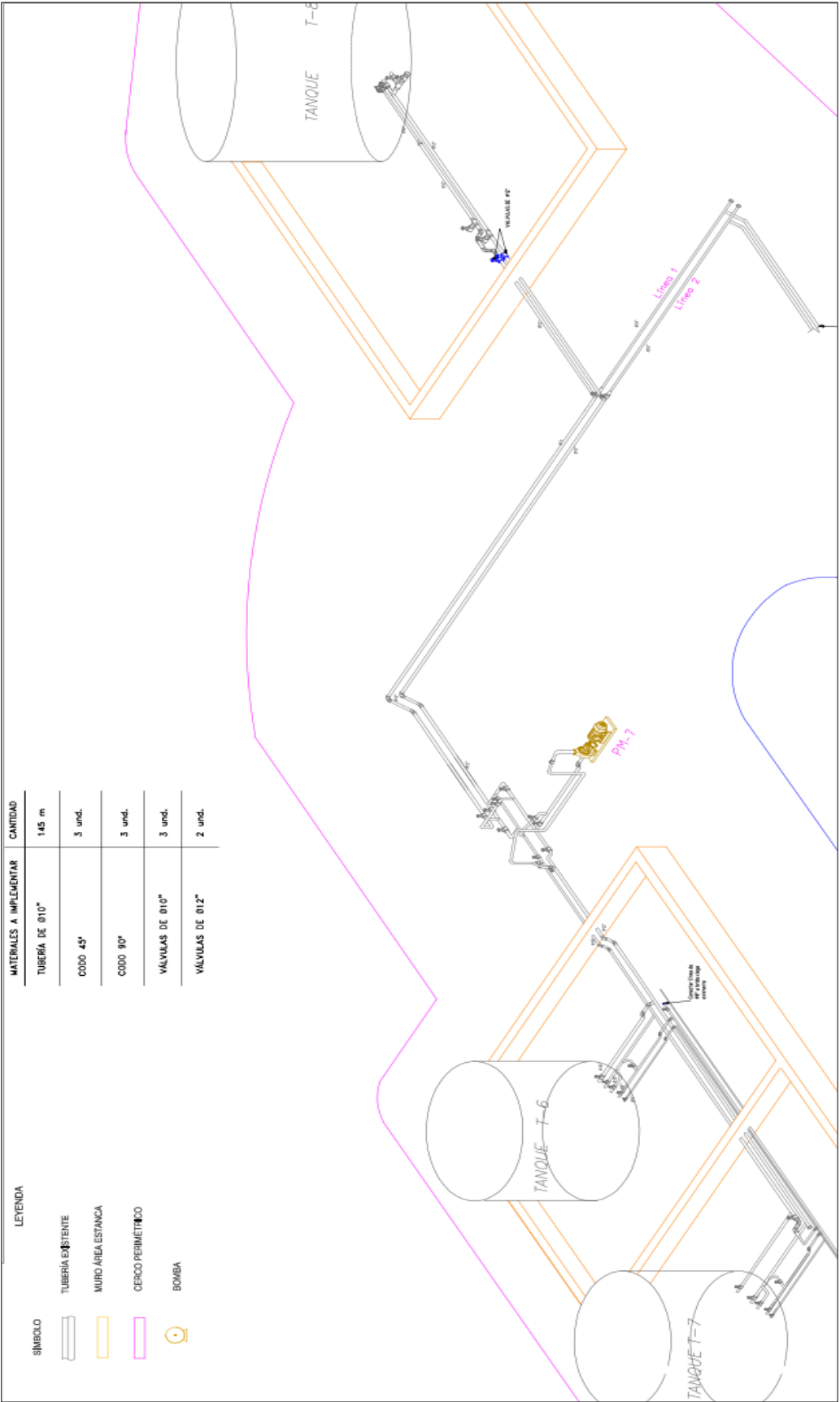
A. Para tanques menores Diámetro < 45m: --

B. Para tanques menores Diámetro > 45m:

B.2. Entre tanques ubicados en area estanca debe cumplir 1/4 de la suma de sus diámetros

Distancia mínima entre los tanques (m)	
Entre TK - 6 y TK- 3 nuevo	19.45
Entre TK - 7 y TK - 3 nuevo	19.45

DE CRUDO DE PETRÓLEO EXISTENTES



ANEXO 5: MAPA DE LOTES PARA SISTEMA DE CONTRATACIONES DE LA EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS EN PERÚ



Fuente Perú Petro S.A. Estadística Anual de Hidrocarburos 2017